

ESTUDO E ANÁLISE DAS CENTRAIS HÍBRIDAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Carlos Miguel Oliveira Ferreira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistema Elétricos de Energia

2014

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Carlos Miguel Oliveira Ferreira, Nº 1060815, 1060815@isep.ipp.pt
Orientação científica: Professor Doutor António Carvalho de Andrade, ata@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistema Elétricos de Energia
2014

Agradecimentos

Esta dissertação representa o fim do meu percurso académico. Como tal, é com muita satisfação que expresso aqui o mais profundo agradecimento a todos aqueles que tornaram a realização deste trabalho possível.

Ao meu orientador, Professor Doutor António Carvalho de Andrade, pela orientação e colaboração no decurso deste trabalho, e pelo seu espírito crítico que contribuíram significativamente para a qualidade deste trabalho.

A todos os meus colegas, que me acompanharam ao longo do meu percurso académico e em especial aos meus amigos Constantino Almeida, Ivo Almeida e Pedro Teixeira, que diariamente estiveram presentes nos melhores e piores momentos da elaboração desta dissertação.

Agradeço, de uma forma muito especial, à minha família, pelo apoio e incentivo ao longo do meu percurso académico.

Os meus sinceros agradecimentos...

Resumo

Com o aumento do preço da eletricidade e o fim dos combustíveis fósseis, associados à necessidade de Portugal reduzir a sua dependência energética do exterior, provoca a necessidade urgente de apostar nas energias renováveis. Perante este cenário, e assumindo que o custo da fatura energética, é para as empresas portuguesas um fator cada vez mais determinante para serem competitivas, devido aos aumentos consecutivos da energia nos últimos anos, bem como, a subida do imposto de valor acrescentado (IVA) de 6% para 23%. Outro aspeto importante é a eficiência energética como instrumento para reduzir os consumos de eletricidade. Com estas duas medidas: utilização de energias renováveis e o aumento da eficiência energética, são extremamente importantes para a redução da produção dos gases de efeito estufa (GEE). Consequentemente, as empresas terão de investir na produção da própria energia a partir de fontes renováveis, de modo a proporcionar um desenvolvimento sustentável, associado à redução da fatura energética.

Esta dissertação propõe o dimensionamento de um sistema híbrido composto por tecnologia fotovoltaica e eólica, com e sem armazenamento de energia em baterias, adequado para reduzir uma parte dos consumos de uma empresa enquadrada no sector dos plásticos. O dimensionamento deste sistema, foi efetuado com recurso à caracterização dos consumos da empresa através da recolha de dados e leituras no local da instalação. Paralelamente, foi efetuada uma pesquisa em diversos fabricantes, de modo a identificar qual o sistema mais indicado a adotar, considerando painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, inversores e baterias.

Com base nos dados recolhidos na empresa e referentes ao potencial eólico e solar para o distrito do Porto, em conjunto com as características técnicas dos equipamentos selecionados, foi delineado o sistema híbrido utilizando para o efeito um *software* de simulação e otimização de sistemas híbridos, denominado *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable* (HOMER).

São apresentadas várias simulações para as diversas configurações escolhidas e estudos comparativos entre si, com o objetivo de reduzir o consumo de eletricidade da rede.

Adicionalmente, foram realizadas duas configurações apenas com tecnologia fotovoltaica, de modo a efetuar uma análise comparativa entre um sistema híbrido e outro apenas com uma fonte renovável. Os resultados apresentados focaram-se no desempenho diário, mensal e anual, bem como, a produção individual de cada tecnologia evidenciada. Por último, procedeu-se ao estudo da viabilidade técnico-económica das configurações.

Palavras-Chave

Autoconsumo, Energias Renováveis, Sistemas Híbridos, Eólica, Fotovoltaica, Armazenamento de Energia

Abstract

The combination of the electrical energy price increasement with the end of fossil fuel energy, lead Portugal to the need of reducing its external energy dependence, turning out there was an eager need to invest on renewable energy systems. Considering this scenario and the importance of energy costs for Portuguese companies, it's crucial to consider this factors to turn companies more competitive due to the consecutive rise of energy prices in recent years, as well as IVA's rising from 6% to 23%. Other important point it's energy efficiency as a way to reduce energy consumption. With this two methods: using renewable energy systems and improving energy efficiency will be extremely important in order to reduce production of greenhouse gas. Consequently, companies must invest on self energy production throughout renewable energy systems, not only to reduce energy costs but also to contribute for a sustainable development.

This dissertation suggests a projection of an hybrid energy system combining solar and eolic systems, with and without energy storage. Suiting perfectly to reduce a fraction of energy consumption from a company which invest on plastic materials. This system projection was done based on a real energetic consumption. Simultaneously, there was an analysis of several manufacturers in order to identify which was the most suitable system, considering photovoltaic panels, eolic turbines, inverters and batteries.

According to company information referring to eolic and solar potential in Porto district, combining technical characteristics from selected equipments, it was traced an hybrid energy system using the simulation and optimization software known as Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER).

It will be presented several simulations to different configurations and a comparison of results which main goal is to reduce energy consumption. Additionally, there is a simulation between an hybrid system and a photovoltaic solar system to compare this two different systems. The obtained results are focus on daily, monthly and annual performance as well as, individual production to each technology. At last, there is an economical analysis between for these configurations.

Keywords

Self Consumption, Renewable Energy, Hybrid Power Systems, Eolic, Photovoltaic, Energy Storage

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABELAS	XVII
LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS	XIX
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	2
2. ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	5
2.1. ENQUADRAMENTO.....	5
2.2. MERCADO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS	6
2.2.1. <i>Energia eólica</i>	7
2.2.2. <i>Energia hídrica</i>	8
2.2.3. <i>Energia solar</i>	9
2.2.3.1. <i>Solar fotovoltaica</i>	10
2.2.3.2. <i>Solar de aquecimento</i>	10
2.2.3.3. <i>Solar de concentração</i>	10
2.2.4. <i>Energia Oceânica</i>	11
2.2.5. <i>Energia Geotérmica</i>	12
2.2.5.1. <i>Aplicações geotérmicas</i>	13
2.2.6. <i>Bioenergia</i>	14
2.2.6.1. <i>Bioenergia para produção de calor e eletricidade [4]</i>	14
2.2.6.2. <i>Biocombustíveis [4]</i>	15
2.3. INDICADORES ENERGÉTICOS MUNDIAIS	15
2.4. INDICADORES ENERGÉTICOS EM PORTUGAL	21
2.5. ENQUADRAMENTO LEGAL - AUTOCONSUMO	23
2.5.1. <i>Requisitos para ser autoconsumidor</i>	24
2.5.1.1. <i>Procedimentos de registo de autoconsumidor [19]</i>	25
2.5.2. <i>Publicação do decreto-lei de autoconsumo</i>	25
3. SISTEMAS HÍBRIDOS	27

3.1.	HISTÓRICO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS	29
3.2.	FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [26]	31
3.3.	DESAFIOS PARA A UTILIZAÇÃO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [26]	32
3.4.	CONFIGURAÇÕES DOS BARRAMENTOS	32
3.4.1.	<i>Barramento DC</i>	33
3.4.2.	<i>Barramento AC</i>	33
3.4.3.	<i>Barramento AC/DC</i>	34
3.5.	CONFIGURAÇÕES DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [25]	35
3.5.1.	<i>Sistema fotovoltaico-diesel</i>	35
3.5.2.	<i>Sistema eólico-diesel</i>	35
3.5.3.	<i>Sistema fotovoltaico-eólico</i>	36
3.5.4.	<i>Sistema fotovoltaico-eólico-diesel</i>	37
3.6.	CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [25]	38
4.	ENERGIA EÓLICA	39
4.1.	HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA	39
4.2.	O VENTO E AS SUAS CARACTERÍSTICAS	40
4.2.1.	<i>Recurso eólico</i>	41
4.2.2.	<i>Distribuição de Weibull</i>	42
4.2.3.	<i>Variação da velocidade com a altura</i>	45
4.2.4.	<i>Fatores que influenciam o vento</i>	47
4.3.	COMPONENTES DE UM AEROGERADOR	49
4.4.	CLASSIFICAÇÃO DOS AEROGERADORES	51
4.4.1.	<i>Aerogeradores de eixo horizontal</i>	51
4.4.2.	<i>Aerogeradores de eixo vertical</i>	53
4.5.	CONVERSÃO EÓLICA.....	54
4.5.1.	<i>Potência eólica</i>	54
4.5.2.	<i>Característica elétrica do aerogerador</i>	55
4.5.3.	<i>Energia elétrica produzida</i>	56
4.6.	CONTROLO DE POTÊNCIA.....	57
4.6.1.	<i>Por controlo do ângulo de passo das pás (pitch controlled)</i>	57
4.6.2.	<i>Por aerodinâmica (stall regulation)</i>	58
5.	ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	59
5.1.	RADIAÇÃO SOLAR	59
5.2.	GEOMETRIA SOLAR [48][50]	61
5.3.	COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR	64
5.4.	BREVE HISTÓRICO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	64
5.5.	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	65
5.6.	EFEITO FOTOVOLTAICO [46][53]	68
5.7.	MODELO MATEMÁTICO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA [53]	69
5.8.	ENCADEAMENTO E ENCAPSULAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	74
5.8.1.	<i>Encadeamento de células [48][53]</i>	74
5.8.2.	<i>Encapsulamento de células [46]</i>	76

5.9.	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E DA RADIAÇÃO INCIDENTE	77
5.9.1.	<i>Efeitos da temperatura</i>	77
5.9.2.	<i>Efeitos da radiação incidente</i>	78
5.10.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	79
5.10.1.	<i>Tipos de módulos</i>	79
5.10.2.	<i>Efeitos de sombreamento e pontos quentes [46]</i>	80
5.11.	INVERSORES	81
5.11.1.	<i>Inversores de rede</i>	82
5.11.1.1.	<i>Inversores comutados pela rede</i>	82
5.11.1.2.	<i>Inversores autocontrolados</i>	82
5.11.2.	<i>Inversores autônomos</i>	83
5.12.	CONTROLADORES DE CARGA [46][48]	83
5.12.1.	<i>Controlador de carga série</i>	84
5.12.2.	<i>Controlador de carga paralelo</i>	84
5.12.3.	<i>Controlador de carga MPP</i>	85
6.	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	87
6.1.	ENQUADRAMENTO	87
6.2.	TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	88
6.2.1.	<i>Bombeamento hidroelétrico</i>	88
6.2.2.	<i>Ar comprimido</i>	88
6.2.3.	<i>Térmica</i>	89
6.2.4.	<i>Volantes de inércia</i>	90
6.2.5.	<i>Baterias</i>	91
6.2.5.1.	<i>Parâmetros característicos de baterias recarregáveis</i>	92
6.2.5.2.	<i>Tipos de baterias</i>	93
6.2.5.2.1.	<i>Bateria de Chumbo-Ácido</i>	93
6.2.5.2.2.	<i>Bateria de Níquel-Cádmio</i>	94
6.2.5.2.3.	<i>Bateria de Níquel-Metal Híbrido</i>	95
6.2.5.2.4.	<i>Bateria de Iões de Lítio</i>	96
6.2.5.2.5.	<i>Bateria de Zinco-Ar</i>	97
6.2.6.	<i>Baterias de fluxo regenerativo</i>	98
6.2.7.	<i>Supercondensadores eletromecânicos</i>	99
6.2.8.	<i>Supercondutores magnéticos</i>	99
6.2.9.	<i>Hidrogénio</i>	100
6.2.9.1.	<i>Armazenamento de hidrogénio</i>	102
6.2.10.	<i>Células de combustível</i>	103
6.2.10.1.	<i>PEM</i>	105
6.2.10.1.	<i>AFC</i>	106
6.2.10.1.	<i>PAFC</i>	106
6.2.10.1.	<i>MCFC</i>	107
6.2.10.1.	<i>SOFC</i>	108
6.2.10.2.	<i>DMFC</i>	109

7.	CASO DE ESTUDO.....	111
7.1.	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL.....	111
7.1.1.	<i>Recolha e análise dos consumos energéticos.....</i>	<i>111</i>
7.2.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO	114
7.2.1.	<i>Dimensionamento do sistema eólico.....</i>	<i>114</i>
7.2.1.1.	<i>Recurso eólico</i>	<i>115</i>
7.2.1.2.	<i>Seleção da turbina eólica.....</i>	<i>116</i>
7.2.2.	<i>Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....</i>	<i>119</i>
7.2.2.1.	<i>Recurso solar.....</i>	<i>120</i>
7.2.2.2.	<i>Seleção do painel fotovoltaico.....</i>	<i>122</i>
7.2.2.3.	<i>Dimensionamento do número de painéis fotovoltaicos.....</i>	<i>125</i>
7.2.3.	<i>Balanço geral.....</i>	<i>127</i>
7.2.4.	<i>Armazenamento</i>	<i>128</i>
7.3.	PROGRAMA DE SIMULAÇÃO UTILIZADO [101].....	131
7.3.1.	<i>Parâmetros de entrada no programa.....</i>	<i>133</i>
7.4.	CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA HÍBRIDO	137
7.5.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 1).....	138
7.5.1.	<i>Desempenho diário do sistema</i>	<i>138</i>
7.5.2.	<i>Desempenho mensal do sistema.....</i>	<i>141</i>
7.6.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 2).....	142
7.6.1.	<i>Desempenho diário do sistema</i>	<i>142</i>
7.6.2.	<i>Desempenho mensal do sistema.....</i>	<i>143</i>
7.7.	DEFINIÇÃO DO SISTEMA DOTADO DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA.....	146
7.7.1.	<i>Configurações do sistema fotovoltaico</i>	<i>146</i>
7.8.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 3).....	148
7.8.1.	<i>Desempenho diário do sistema</i>	<i>148</i>
7.8.2.	<i>Desempenho mensal do sistema.....</i>	<i>150</i>
7.9.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 4).....	150
7.9.1.	<i>Desempenho diário do sistema</i>	<i>150</i>
7.9.2.	<i>Desempenho mensal do sistema.....</i>	<i>151</i>
7.10.	DESEMPENHO ANUAL DAS DIVERSAS CONFIGURAÇÕES	153
8.	AVALIAÇÃO ECONÓMICA.....	155
8.1.	INDICADORES DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	155
8.2.	CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 1).....	157
8.3.	ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 1).....	159
8.4.	CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 2).....	160
8.5.	ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 2).....	161
8.6.	CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 3).....	163
8.7.	ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 3).....	164
8.8.	CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 4).....	165
8.9.	ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 4).....	166
8.10.	ANÁLISE FINAL ÀS CONFIGURAÇÕES	168

9. CONCLUSÕES.....	169
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	171
ANEXO A. CONSUMO MENSAL DA EMPRESA.....	177
ANEXO B. CONSUMO MENSAL, ANUAL POR PERÍODO TARIFÁRIO E O SEU CUSTO	178
ANEXO C. CONSUMO POR PERÍODO TARIFÁRIO E O SEU CUSTO	179
ANEXO D. REGISTO DO CONSUMO DIÁRIO NA EMPRESA DURANTE DUAS SEMANAS	180
ANEXO E. MÉTODO DE <i>WEIBULL</i>	181
ANEXO F. CURVA DE POTÊNCIA DA TURBINA EVANCE.....	182
ANEXO G. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA TURBINA EVANCE.....	183
ANEXO H. INVERSOR WB 5000A	184
ANEXO I. MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA	185
ANEXO J. CARACTERÍSTICAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	186
ANEXO K. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PAINEL <i>BOSCH</i>	187
ANEXO L. INVERSOR STP 8000TL	188
ANEXO M. INVERSOR <i>SUNNY ISLAND</i>	189
ANEXO N. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS BATERIAS <i>HOPPECKE SERIES OPZS SOLAR POWER</i>.....	190
ANEXO O. SOLUÇÃO DE SISTEMA UTILIZANDO O <i>SUNNY ISLAND</i>	191
ANEXO P. INVERSOR STP 15000TL.....	192
ANEXO Q. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 1.1).....	193
ANEXO R. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 1.2).....	194
ANEXO S. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 2.1).....	195
ANEXO T. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 2.2)	196
ANEXO U. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 3.1).....	197
ANEXO V. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 3.2).....	198
ANEXO W. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 4.1)	199
ANEXO X. ANÁLISE ECONÓMICA (CENÁRIO 4.2).....	200

Índice de Figuras

Figura 1 – Classificação das energias renováveis [4]	7
Figura 2 – Quota mundial das energias renováveis na produção de electricidade em 2013 [14]	16
Figura 3 – Taxa de crescimento da capacidade de energia renovável e produção de biocombustíveis entre 2008-2013 [14].....	18
Figura 4 – Consumo das principais energias primárias no mundo em 2013 (Mtep) [15].....	19
Figura 5 – Consumo das principais energias primárias na União Europeia em 2013 (Mtep) [15]	19
Figura 6 – Consumo de energia primária no mundo (Mtep) [15].....	20
Figura 7 – Origem da produção de energia em 2012 [16]	21
Figura 8 – Fontes de produção de energia em 2012 [16]	22
Figura 9 – Energia eléctrica produzida através de fontes renováveis em Portugal Continental (TWh) [17].....	22
Figura 10 – Capacidade total instalada de renováveis em Portugal Continental (MW) [17]..	23
Figura 11 – Configuração geral de um sistema híbrido [24]	28
Figura 12 – Evolução da utilização dos sistemas híbridos [25]	30
Figura 13 – Sistema híbrido com barramento DC [30]	33
Figura 14 – Sistema híbrido com barramento AC [30]	34
Figura 15 – Sistema híbrido com barramento AC/DC [30].....	34
Figura 16 – Sistema híbrido fotovoltaico- <i>diesel</i> [25]	35
Figura 17 – Sistema híbrido eólico- <i>diesel</i> [25]	36
Figura 18 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico [25].....	37
Figura 19 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico- <i>diesel</i> [25]	37
Figura 20 – Movimentos de formação dos ventos [37].....	41
Figura 21 – Atlas Europeu do vento [39]	42
Figura 22 – Influência do parâmetro k na curva de distribuição de <i>Weibull</i> [36].....	43
Figura 23 – Influência do parâmetro c na curva de distribuição de <i>Weibull</i> [36]	44
Figura 24 – Variação da velocidade do vento com a altura [39].....	46
Figura 25 – Componentes de um aerogerador [39].....	50
Figura 26 – Direcção do vento em aerogeradores <i>upwind</i> e <i>downwind</i> [37].....	52
Figura 27 – Aerogeradores de eixo horizontal com várias pás, três pás, duas pás e uma pá [25]	52
Figura 28 – Aerogeradores de eixo vertical <i>Darrieus</i> e <i>Savonius</i> , respectivamente [25].....	53
Figura 29 – Fluxo de ar através de uma área transversal A [25]	54

Figura 30 – Curva de potência de um aerogerador de 660 kW [36].....	56
Figura 31 – Ângulo de passo e ataque [39].....	58
Figura 32 – Forças de arrasto e sustentação [39]	58
Figura 33 – Distância do Sol à Terra [47]	60
Figura 34 – Radiação solar média anual na Europa [49]	61
Figura 35 – Componentes da radiação solar [47]	62
Figura 36 – Representação dos ângulos segundo as técnicas solares [47]	63
Figura 37 – Componentes da radiação solar [47]	64
Figura 38 – Células de silício a) monocristalino, b) policristalino, c) amorfo [54]	66
Figura 39 – Efeito fotovoltaico [55].....	69
Figura 40 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z [53]	70
Figura 41 – Curva I - V de duas células fotovoltaicas associadas em série [48].....	75
Figura 42 – Curva I - V de duas células fotovoltaicas associadas em paralelo [48].....	75
Figura 43 – Influência da temperatura num painel fotovoltaico ($G=1.000\text{W/m}^2$) [53]	78
Figura 44 – Influência da radiação solar num painel fotovoltaico ($T=25^\circ\text{C}$) [53]	78
Figura 45 – Exemplo de uma curva característica I - V [48].....	79
Figura 46 – Módulo fotovoltaico sombreado por uma folha com díodos de derivação [46]....	81
Figura 47 – Esquema de funcionamento de uma central de bombeamento hidroelétrico [59]	88
Figura 48 – Sistema de armazenamento a ar comprimido [60]	89
Figura 49 – Modelo da estrutura de uma <i>flywheel</i> da <i>BeaconPower</i> [63]	90
Figura 50 – Esquema simplificado de uma célula de bateria [66].....	91
Figura 51 – Esquema simplificado de uma bateria de fluxo regenerativo [60]	98
Figura 52 – Esquema de um supercondensador [60]	99
Figura 53 – Dispositivo de armazenamento de energia SMES [79].....	100
Figura 54 – Fontes de produção de hidrogénio a nível mundial [81].....	101
Figura 55 – Esquema de funcionamento de uma célula de combustível [86].....	103
Figura 56 – Energia média mensal consumida na empresa.....	112
Figura 57 – Distribuição do consumo de energia por períodos tarifários.....	113
Figura 58 – Energia consumida mensalmente por período tarifário.....	113
Figura 59 – Energia média diária consumida no dia mais elevado das leituras e fim-de-semana	114
Figura 60 – Distribuição de <i>Weibull</i> para o distrito do Porto	117
Figura 61 – Energia produzida pela turbina EVANCE.....	117
Figura 62 – Tipos de bateria modelo OPzS e respetivos tempos de descarga [99]	130
Figura 63 – Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade [101].....	132
Figura 64 – Interface do simulador HOMER.....	133
Figura 65 – Diagrama de carga para o consumo diário.....	134
Figura 66 – Esquema de ligação dos componentes - (configuração 1).....	137

Figura 67 – Esquema de ligação dos componentes - (configuração 2).....	138
Figura 68 – Dados climáticos para o dia 11 de Janeiro e 12 de Julho, respetivamente	139
Figura 69 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 1)	139
Figura 70 – Valores do estado de carregamento das baterias – (configuração 1)	141
Figura 71 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 1)	142
Figura 72 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 2)	143
Figura 73 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 2)	144
Figura 74 – Energia comprada e vendida à rede anualmente – (configuração 2).....	145
Figura 75 – Energia vendida à rede nos diversos períodos horários – (configuração 2)	145
Figura 76 – Esquema de ligação dos componentes – (configuração 3).....	147
Figura 77 – Esquema de ligação dos componentes – (configuração 4).....	147
Figura 78 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 3)	148
Figura 79 – Valores do estado de carregamento das baterias – (configuração 3)	149
Figura 80 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 3)	150
Figura 81 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 4)	151
Figura 82 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 4)	152
Figura 83 – Energia comprada e vendida à rede anualmente – (configuração 4).....	152
Figura 84 – Energia vendida à rede nos diversos períodos horários – (configuração 4)	153
Figura 85 – Produção, armazenamento, compra e venda de energia do sistema	154
Figura 86 – Distribuição dos custos no sistema híbrido – (configuração 1).....	158
Figura 87 – Balanço financeiro - (configuração 1)	160
Figura 88 – Distribuição dos custos no sistema híbrido – (configuração 2).....	161
Figura 89 – Balanço financeiro - (configuração 2)	162
Figura 90 – Distribuição dos custos no sistema fotovoltaico – (configuração 3)	164
Figura 91 – Balanço financeiro – (configuração 3)	165
Figura 92 – Distribuição dos custos no sistema fotovoltaico – (configuração 4)	166
Figura 93 – Balanço financeiro - (configuração 4)	167

Índice de Tabelas

Tabela 1	Países com maior capacidade instalada de energia renovável em 2013 [14]	17
Tabela 2	Classificação dos sistemas híbridos quanto ao porte [25]	38
Tabela 3	Valores típicos do comprimento de rugosidade do solo [36]	46
Tabela 4	Rendimentos máximos obtidos em laboratório para as diversas tecnologias [56]	68
Tabela 5	Comparação entre os diferentes tipos de baterias [70][74]	98
Tabela 6	Classificação e caracterização dos diferentes tipos de células de combustível [89] ..	104
Tabela 7	Velocidade do vento mensal à altura de 50m no distrito do Porto [91]	115
Tabela 8	Características dos aerogeradores analisados [29][93].....	118
Tabela 9	Características técnicas do aerogerador EVANCE R9000 [94]	119
Tabela 10	Características técnicas do inversor WB5000A [94].....	119
Tabela 11	Irradiação solar e temperatura média mensais zona de Rio Tinto [96]	120
Tabela 12	Características dos painéis fotovoltaicos analisados [28]	122
Tabela 13	Análise aos painéis selecionados através do método matemático.....	123
Tabela 14	Análise da energia produzida pelos painéis selecionados	124
Tabela 15	Análise ao preço da instalação dos painéis selecionados	124
Tabela 16	Características técnicas do Inversor SB8000TL [94].....	125
Tabela 17	Configuração do sistema fotovoltaico.....	127
Tabela 18	Cálculos de dimensionamento do sistema.....	128
Tabela 19	Características da bateria <i>Hoppecke</i> OPzS 3000 [100]	130
Tabela 20	Parâmetros de entrada no sistema eólico.....	134
Tabela 21	Parâmetros de entrada no sistema fotovoltaico	135
Tabela 22	Parâmetros de entrada na bateria.....	135
Tabela 23	Parâmetros de entrada da rede pública de energia.....	136
Tabela 24	Período horário legal de Inverno [102]	136
Tabela 25	Soluções simuladas no programa HOMER.....	136
Tabela 26	Orçamento do sistema híbrido – (configuração 1)	157
Tabela 27	Custos de O&M do sistema híbrido – (configuração 1).....	158
Tabela 28	Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 1)	159
Tabela 29	Orçamento do sistema híbrido – (configuração 2)	160
Tabela 30	Custos de O&M do sistema híbrido – (configuração 2).....	161
Tabela 31	Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 2)	162
Tabela 32	Orçamento do sistema fotovoltaico – (configuração 3)	163
Tabela 33	Custos de O&M do sistema fotovoltaico – (configuração 3).....	163
Tabela 34	Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 3)	164
Tabela 35	Orçamento do sistema fotovoltaico – (configuração 4)	165

Tabela 36	Custos de O&M do sistema fotovoltaico – (configuração 4)	166
Tabela 37	Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 4)	167
Tabela 38	Variáveis do estudo da viabilidade económica.....	168

Lista de Siglas e Acrónimos

Lista de Siglas e Abreviaturas

AC	– <i>Alternate Current</i>
AFC	– <i>Alkaline Fuel Cell</i>
APESF	– Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico
a-Si	– <i>Amorphous Silicon</i>
CA	– Corrente Alternada
CAES	– <i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	– Corrente Contínua
CdTe	– Telureto de Cádmio
CdS	– Sulfeto de Cádmio
CIS	– Disseleneto de Cobre e Índio
CPP	– Código dos Contratos Públicos
CSP	– <i>Concentrating Solar Power</i>
DC	– <i>Direct Current</i>
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
DL	– Decreto-Lei
DMFC	– <i>Direct Methanol Fuel Cell</i>
EDP	– Energias De Portugal

EUA	– Estados Unidos da América
EUROSTAT	– <i>Statistical Office of the European Union</i>
EVA	– Etileno Vinil Acetato
GaAs	– Arseneto de Gálio
GEE	– Gases Efeito de Estufa
GTO	– <i>Gate Turn-off Thyristor</i>
HF	– <i>High Frequency</i>
HOMER	– <i>Hybrid Optimization Model for Energy Renewables (software)</i>
HSP	– Horas de Sol Pleno
IEA	– <i>International Energy Agency</i>
IEC	– <i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	– <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	– <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IVA	– Imposto de Valor Acrescentado
LF	– <i>Low Frequency</i>
Li-ion	– <i>Lithium-ion</i>
LNEG	– Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MCFC	– <i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>
MOSFET	– <i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPP	– <i>Maximum Power Point</i>
m-Si	– <i>Monocrystalline Silicon</i>

NASA	– <i>National Aeronautics and Space Administration (USA)</i>
NaBr	– Brometo de Zinco
NbTi	– Nióbio-Titânio
NiCd	– <i>Nickel Cadmium</i>
NiMH	– <i>Nickel Metal Hydride</i>
NOCT	– <i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	– <i>National Renewable Energy Laboratory (USA)</i>
OCDE	– Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OMIE	– Operador de Mercado Ibérico de Energia
O&M	– Operação e Manutenção
OPzS	– <i>Ortsfest Panzerplatte Spezial</i>
PAFC	– <i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
PAYBACK	– Período de Retorno do Investimento
PEM	– <i>Proton Exchange Membrane</i>
Pb-ácido	– <i>Lead Acid</i>
PSB	– Polisulfeto de Brometo
p-Si	– <i>Polycrystalline Silicon</i>
PVGIS	– <i>Photovoltaic Geographic Information System</i>
REN	– Rede Eléctrica Nacional
RESP	– Rede Eléctrica de Serviço Público
RSU	– Resíduos Sólidos Urbanos

RTIEBT	– Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SMES	– <i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SOC	– <i>State of Charge</i>
SOFC	– <i>Solid Oxid Fuel Cell</i>
STC	– <i>Standard Test Conditions</i>
TIR	– Taxa Interna de Rentabilidade
UA	– Unidade Astronómica ($1,496 \times 10^8$ km)
UE	– União Europeia
VAL	– Valor Atualizado Líquido
VBr	– Brometo de Vanádio
ZnBR	– Brometo de Zinco

Símbolos

A	– Área de Varrimento do rotor da turbina
Ah	– Ampére-hora
a	– Taxa de atualização
c	– Parâmetro de escala
C_n	– Capacidade nominal das células de bateria
CO_2	– Dióxido de Carbono
C_p	– Coeficiente de potência
d	– Diâmetro do rotor (m)
E	– Energia produzida
E_0	– Constante solar (valor médio de 1.367 W/m^2)
E_a	– Energia anual
E_c	– Energia cinética
eV	– Eletrão-volt
G	– Radiação Solar Incidente (W/m^2)
GW	– Gigawatt
GWh	– Gigawatt-hora
H_s	– Hora solar
I	– Intensidade da corrente elétrica
I_0	– Corrente inversa máxima de saturação do díodo
I_i	– Investimento total no período i
I_s	– Corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa
I_{cc}^r	– Corrente de curto circuito
I_{max}^r	– Corrente no ponto de potência máximo

I_{inv}^{max}	– Corrente máxima de entrada no inversor
$I_{fileira}^{max}$	– Corrente máxima por fileira
°	– Graus
°C	– Graus Celsius
°K	– Graus Kelvin
k	– Parâmetro de forma
K	– Constante de <i>Boltzmann</i> ($1,38 \times 10^{-23}$ J/°K)
Kg	– Kilograma
kVA	– Kilovoltampere
kW	– Kilowatt
kWh	– Kilowatt-hora
kWp	– Kilowatt-pico
m	– Massa (kg)
m ²	– Metro quadrado
m	– Factor de idealidade do díodo
Mtep	– Megatoneladas equivalente petróleo
MW	– Megawatt
MWh	– Megawatt hora
N_{fil}	– Número de fileiras em paralelo
N_s^{min}	– Tensão mínima que o inversor pode funcionar
N_s^{max}	– Número máximo de painéis que é possível ligar em série
P	– Potência (kW)
P _e	– Potência elétrica da turbina
P _{máx}	– Potência máxima

P_{disp}	– Potência disponível (kW)
P_{min}	– Potência mínima (kW)
q	– Carga elétrica do eletrão
rad	– Radianos
R_i	– Receita bruta anual no período i
R_{Li}	– Receita líquida no período i
RPM	– Rotações por Minuto
T_a	– Temperatura Ambiente (°C)
T_c	– Temperatura da célula (°C)
T_r	– Tempo de retorno do investimento
TW	– Terawatt
TWh	– Terawatt-hora
u	– Velocidade do vento
\bar{u}	– Velocidade média do vento
$\bar{u}_{m.a}$	– Velocidade média anual do vento
u_0	– Velocidade de <i>cut-in</i>
$u_{m\acute{a}x}$	– Velocidade <i>cut-out</i>
$\bar{u}(Z)$	– Velocidade média à altura desejada
$\bar{u}(Z_R)$	– Velocidade média à altura de referência
V	– Tensão elétrica
V_{ca}	– Tensão em circuito aberto do módulo
V_{dc}	– Tensão contínua
V_{min}^{Inv}	– Tensão mínima no inversor
V_{max}^{Inv}	– Tensão máxima suportada pelo inversor

V_{max}^r	– Tensão no ponto de potência máxima
V_T	– Potencial térmico
W	– Watt
Wh	– Watt-hora
Wp	– Watt-pico
z_0	– Comprimento da rugosidade do solo

Caracteres gregos

α_s	– Ângulo de altitude solar (°)
β	– Ângulo de inclinação da superfície (°)
δ	– Ângulo de declinação (°)
Γ	– Função <i>Gamma</i>
γ	– Ângulo de azimuth superficial (°)
γ_s	– Ângulo de azimuth solar (°)
η	– Rendimento (%)
η_{Inv}	– Rendimento do inversor (%)
θ	– Ângulo de incidência (°)
θ_z	– Ângulo de zénite solar (°)
ρ	– Massa específica do ar (1,225 kg/m ³)
σ	– Desvio padrão da velocidade do vento
ω	– Ângulo horário solar (°)

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente a energia assume um papel decisivo na competitividade dos países, tendo em conta que, o consumo de energia em todo mundo tem aumentado ao longo dos últimos anos, sendo por isso necessário incentivar o crescimento das energias renováveis, de modo a reduzir a dependência externa dos combustíveis fósseis, em associação com as emissões de dióxido de carbono.

Em Portugal, a eletricidade é produzida principalmente em centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural e por centrais hidroelétricas. Atendendo a que, possuímos grandes recursos renováveis endógenos, como a energia solar e eólica, é fundamental aproveitar estes recursos para produção de energia limpa. Contudo, estes recursos estão dependentes das condições climáticas, ou seja, podem provocar interrupções no fornecimento de energia, devido à sua intermitência. A arquitetura de um sistema de energia com base em duas fontes renováveis, como por exemplo, a solar e eólica, ou fontes convencionais associadas a uma fonte renovável, são denominados como sistemas híbridos.

Com base no exposto, este trabalho pretende analisar os aspetos técnicos e económicos de um sistema híbrido, composto por painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e um sistema de armazenamento em baterias, para um funcionamento de autoconsumo.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste projeto, é a análise técnico-económica da implementação de um sistema híbrido, com recurso à energia fotovoltaica e eólica para produção de energia numa empresa. Este sistema será delineado com a possibilidade de contemplar um sistema de armazenamento de energia em baterias. Considerando os recursos renováveis disponíveis no local da instalação, os consumos energéticos da empresa, bem como o custo dos equipamentos necessários à implementação do sistema híbrido, foi apresentado diversas configurações de sistemas. Após o dimensionamento do sistema, foi realizada a análise de viabilidade técnico-económica para as diferentes configurações. Como objetivos intermédios, podem ser destacados os seguintes:

- Aprofundar o conhecimento relativo à energia fotovoltaica, eólica e armazenamento de energia;
- Explorar o conhecimento de sistemas híbridos;
- Recolha e análise dos dados energéticos da empresa;
- Estudo de mercado dos equipamentos a serem utilizados no projeto;
- Explorar o *software* de simulação de sistemas híbridos;
- Dimensionamento de sistemas híbridos em autoconsumo;
- Simulação da potência e energia produzida pelo sistema híbrido com diferentes configurações;
- Estudo e análise da viabilidade técnico-económica do caso de estudo.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Este trabalho será dividido em nove capítulos, sendo o primeiro capítulo de introdução e o último, as conclusões finais do trabalho. De seguida, serão enunciados os assuntos abordados nos capítulos seguintes.

No capítulo 2, é apresentada uma breve introdução das energias renováveis, efetuando uma breve descrição das principais fontes de energia. São ainda apresentados indicadores e características das fontes renováveis a nível nacional e mundial.

No capítulo 3, foi realizado um estudo teórico sobre os sistemas híbridos, apresentando um breve histórico, o seu princípio de funcionamento, os seus principais equipamentos, o

panorama atual em Portugal, as principais vantagens, as configurações típicas destes sistemas e os tipos de ligações. Por último, foram abordadas as características técnicas e aspetos operacionais dos sistemas híbridos.

No capítulo 4, é feita uma introdução à tecnologia eólica, descrevendo uma referência histórica, características do vento, o recurso eólico, a variabilidade do vento e distribuição estatística, fatores que influenciam o vento, os principais componentes de um aerogerador, classificação dos aerogeradores e o controlo de potência.

No capítulo 5, é efetuada uma análise à tecnologia solar, demonstrando o seu estado de arte, descrevendo as relações geométricas da posição do Sol, relativamente à Terra. São explicados os conceitos da radiação solar, analisadas as componentes da radiação solar. É também abordado o tema do efeito fotovoltaico, o tipo de células fotovoltaicas, a influência da temperatura e da radiação nas células fotovoltaicas. Por último, são analisados os inversores e controladores de carga.

No capítulo 6, são referidas as tecnologias de armazenamento de energia, as suas principais características e as suas aplicações.

No capítulo 7, foi caracterizado primeiramente os consumos energéticos da empresa, sendo posteriormente, efetuado o dimensionamento de todos os equipamentos constituintes do sistema híbrido, simulações e análises do seu desempenho. É apresentado também o programa utilizado para simular os casos, referindo os principais *inputs* introduzidos.

No capítulo 8, é exposta a análise de viabilidade técnico-económica do sistema híbrido para os vários cenários simulados, referindo as principais variáveis financeiras para análise dos investimentos.

No capítulo 9, são apresentadas as principais conclusões em termos de vantagens da implementação deste tipo de sistema, do ponto de vista técnico-económico e as principais diferenças obtidas no dimensionamento.

2. ENERGIAS RENOVÁVEIS

2.1. ENQUADRAMENTO

De acordo com as Nações Unidas, a população mundial tem aumentado expressivamente ao longo dos últimos anos atingindo os 7,2 mil milhões de pessoas em Julho de 2013. Verificou-se um aumento de 648 milhões de pessoas em relação a 2005, o que perfaz uma média de 81 milhões de pessoas por ano, o que se traduziu num aumento do consumo energético ligado à evolução tecnológica e económica. Segundo as projeções das Nações Unidas, a população mundial irá atingir os 9,6 mil milhões de pessoas em 2050 e os 10,9 mil milhões em 2100. Com base neste cenário, prevê-se um crescimento do consumo de energia ao longo dos próximos anos [1].

Ao longo dos tempos, a procura de energia foi evoluindo de acordo com as necessidades energéticas da população mundial. O consumo da energia tem sido satisfeito através da utilização de processos, que se baseiam na combustão de matérias-primas de fontes convencionais, como o carvão, petróleo, energia nuclear e gás natural. A energia primária de origem fóssil, foi utilizada durante muitos anos para satisfazer o aumento da procura de energia. Contudo estes recursos, têm sido consumidos muito rapidamente, apesar de existirem ainda numa quantidade considerável. Os combustíveis provenientes de fontes convencionais, ao serem queimados para produção de energia ou usados em transportes,

produzem substâncias que poluem o meio ambiente. Estas substâncias são responsáveis pelo aumento dos gases efeito de estufa, que contribui para o aquecimento global do planeta e pode suscitar mudanças climáticas. Mas, este tipo de fonte de energia é esgotável, como tal, existe uma tendência para a utilização de fontes de energias renováveis, com o objetivo de reduzir os impactos ambientais e emissões de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera [2].

A população mundial contribuiu para as alterações climáticas, devido à emissão abundante de gases poluentes para atmosfera. A União Europeia (UE) está empenhada em reduzir as emissões de gases com efeito de estufa nos seus 27 países membros, e que outros países sigam o seu exemplo. Tendo consciência deste problema, a UE definiu uma série de objetivos a atingir até 2020, ficando este plano conhecido como os "objetivos 20-20-20". Este plano tem como finalidade reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa, em relação aos níveis emitidos em 1990, aumentar em 20% o consumo de energia de fontes renováveis e por último, reduzir em 20% o consumo de energia através do aumento da eficiência energética [2].

Dados do *Statistical Office of the European Union* (Eurostat) relativos a 2012, evidenciam que Portugal para satisfazer as suas necessidades energéticas encontrava-se no oitavo país da UE, com maior taxa de dependência energética. Nesse ano foi importado 79,5% do total de energia consumida, relativamente à média europeia que se situou nos 53,4%, tornando-nos um país dependente de importação de energia [3].

De seguida, será efetuada uma descrição geral sobre as tecnologias de energias renováveis, e serão apresentados os principais indicadores energéticos mundiais e nacionais.

2.2. MERCADO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

A energia renovável é geralmente definida como a energia sustentável e mais amiga do ambiente, proveniente de recursos naturais para produzir eletricidade, tais como o sol, o vento, a água da chuva, as ondas do mar, a biomassa e o calor da terra [2]. A figura 1 demonstra os diferentes tipos de recursos das energias renováveis.

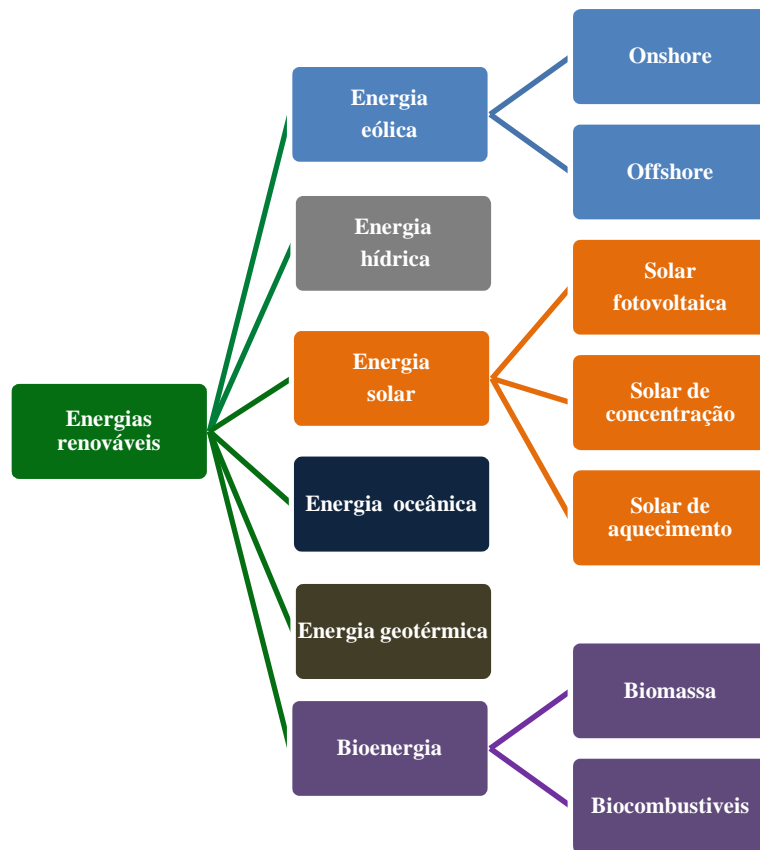


Figura 1 – Classificação das energias renováveis [4]

2.2.1. ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é definida como o processo pelo qual o vento é utilizado para produzir energia mecânica, que posteriormente é convertida em energia elétrica.

Um aerogerador (turbina eólica) tem como função extrair o máximo de energia mecânica do vento e convertê-la com o mínimo de perdas em energia elétrica. A energia elétrica pode ser injetada na rede elétrica, ou pode ter uma aplicação descentralizada, ou seja, a energia é utilizada apenas para fornecer eletricidade aos consumidores num determinado local, afastado da rede elétrica de distribuição.

A energia produzida por um aerogerador aumenta favoravelmente com a velocidade do vento. Por este motivo as torres eólicas são instaladas em zonas em que o potencial eólico é mais elevado, ou seja, em zonas muito ventosas [5].

As atuais turbinas eólicas são de dois tipos: de eixo horizontal, e de eixo vertical. As turbinas eólicas têm acoplado ao sistema de transmissão um gerador síncrono ou

assíncrono que está conectado à rede. As turbinas eólicas comerciais apresentam valores típicos que variam entre 1,5 MW e 3 MW com 90 metros de diâmetro de pás, contudo, podemos encontrar turbinas com capacidade de produção de 5 MW a 6 MW e com um diâmetro de pás até 126 metros. A tecnologia das turbinas eólicas tem evoluído muito devido aos avanços tecnológicos dos materiais, da engenharia, da eletrónica e da aerodinâmica. Do ponto de visto económico e ambiental, o aumento do tamanho das turbinas mostra-se vantajoso. Deste modo, para um determinado lugar, quanto maior for a potência unitária, maior é a energia produzida, tendo por isso um melhor aproveitamento das infraestruturas e um número menor de rotores, traduzindo-se na diminuição do impacto visual. A forte investigação contribuiu significativamente para uma certa uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas [4][5]. É de referir que este tema será abordado de um modo mais pormenorizado no capítulo 3 deste trabalho.

As instalações *offshore* representam uma nova fronteira na utilização da energia eólica. Apesar deste tipo de instalações ainda não existir no nosso país, foi implementado um projeto pioneiro desenvolvido entre as Energias de Portugal (EDP) e outros parceiros de uma plataforma eólica *offshore* na Póvoa do Varzim. Este tipo de instalação apresenta um maior custo de transporte, instalação e manutenção, mas tem crescido a cada ano nos outros países, devido à falta de disponibilidade de áreas de grande potencial eólico em terra (*onshore*). Esta condição é justificada principalmente pela grande concentração de parques eólicos nestas áreas e pelas restrições ambientais rigorosas sobre a utilização do solo [6].

2.2.2. ENERGIA HÍDRICA

A energia hídrica é hoje em dia, uma das formas tradicionais de produção de energia elétrica, sendo considerado um recurso energético renovável, uma vez que a água é teoricamente inesgotável, estando sempre a circular na natureza. A produção de energia hidroelétrica tem um peso significativo no balanço energético, devendo-se a esta uma grande parte da produção nacional de energia, sendo resultado da energia potencial e cinética contida nas águas dos rios e lagos. Na descrição deste processo, podemos referir que este tem início na água retida na albufeira que é desviada através de um circuito hidráulico, mais ou menos extenso, normalmente constituído por um túnel e/ou uma conduta forçada, para uma central, onde a água em movimento é aproveitada para impulsionar as pás de uma turbina, a qual, por sua vez, faz mover uma peça do alternador

(rotor), cujo eixo está diretamente acoplado ao da turbina. A rotação imposta pela turbina ao rotor, e a circulação de correntes de excitação neste equipamento, provocam um fenómeno de indução que gera, na peça fixa do alternador (estator), correntes elétricas elevadas de média tensão. A tensão de produção é elevada através de um transformador, para um nível de tensão mais adequado ao transporte da energia elétrica a grande distância. O conjunto constituído pela turbina e pelo alternador é designado por grupo gerador. Existem três tipos de aproveitamentos hídricos que são o de armazenamento, o fio de água e com bombagem [7].

Aproveitamentos de fio de água – Os aproveitamentos de fio de água não têm grande capacidade de armazenamento de água, o que impõe que as afluências sejam lançadas quase instantaneamente para jusante, seja por turbinção ou por descarregamento.

Aproveitamentos com albufeira – Os aproveitamentos de albufeira possuem grande capacidade de armazenamento de água, estes aproveitamentos só funcionam quando necessário e, muitas vezes, em períodos de elevado consumo de eletricidade.

Aproveitamentos com bombagem – Os aproveitamentos de bombagem são aproveitamentos de albufeira, são equipados com grupos turbina-bomba, os quais possibilitam a reutilização da água turbinada. No regime de funcionamento em bombagem, utilizam-se as horas de baixo consumo (hora de vazio), para elevar a água de jusante para montante, para a água ser mais tarde turbinada nas horas de maior consumo (hora de ponta).

2.2.3. ENERGIA SOLAR

A nossa principal fonte de energia é o sol, que pode ser utilizada como fonte de calor e produção de eletricidade, tratando-se de um recurso com elevado potencial energético, praticamente inesgotável e constante. O aproveitamento do sol, é hoje uma das alternativas energéticas relativamente à dependência dos combustíveis fósseis. A quantidade de energia anual proveniente do sol que atinge a atmosfera terrestre, corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia [4][5]. Serão apresentados de seguida três tipos de tecnologias diferentes que permitem obter energia a partir do Sol.

2.2.3.1. SOLAR FOTOVOLTAICA

Este sistema permite converter a radiação solar em energia elétrica. A célula fotovoltaica é a base de um módulo fotovoltaico, sendo constituída por um material semicondutor, o silício, que converte a radiação solar em corrente elétrica contínua. Um sistema fotovoltaico é formado por módulos fotovoltaicos, em conjunto com outros componentes do sistema, tais como, inversores, baterias e componentes elétricos. O silício é o material mais utilizado nas células fotovoltaicas, sendo estas classificadas como células monocristalinas, policristalinas e amorfas. Contudo, existem tecnologias mais recentes, denominadas de células de película fina, que se tornaram cada vez mais importante nesta área. Apesar das células de película fina possuírem menor eficiência do que as de silício, estas apresentam-se como uma alternativa devido aos seus custos de produção mais reduzidos [4][8]. Este tipo de tecnologia será abordado mais pormenorizadamente no capítulo 4 deste trabalho.

2.2.3.2. SOLAR DE AQUECIMENTO

Esta tecnologia utiliza a radiação solar para fornecer calor. Um sistema solar de aquecimento é definido como um equipamento que aquece a água a partir do sol, e de forma elementar, possui dois componentes essenciais, o coletor solar para captar a energia do sol e um depósito para armazenamento da água quente. Os coletores foram projetados para fornecer água quente para residências familiares, mas atualmente a tecnologia está a ser cada vez mais utilizada em instalações comerciais e industriais [4][9].

2.2.3.3. SOLAR DE CONCENTRAÇÃO

A tecnologia solar térmica de concentração (CSP), permite produzir eletricidade e, possivelmente, outros tipos de combustíveis, concentrando a radiação solar para aquecer vários materiais a altas temperaturas. As centrais de concentração incluem um campo de coletores solares, receptores e um módulo de potência onde o calor coletado no campo solar é transformado em energia mecânica, através do acionamento de um turbina e posteriormente, em eletricidade. O sistema deve incluir um ou vários fluidos de transferência de calor, dispositivos de armazenamento e um sistema de arrefecimento húmido ou seco. As centrais de CSP têm quatro tipos diferentes de sistemas, tais como, cilindro-parabólico, *fresnel* linear, torre solar e disco-parabólico. Os sistemas de cilindros-

parabólicos são compostos por filas paralelas de coletores solares alinhados de forma a focar a radiação solar. O sistema *fresnel* linear é composto por refletores planos em fila ligeiramente curvados, de forma a concentrar a radiação solar num receptor linear fixo. O sistema de torre solar é composto por um conjunto de refletores pequenos denominados helióstatos, de forma circular, com o objetivo de concentrar a radiação solar num receptor central colocado no topo de uma torre fixa. O sistema de disco-parabólico é um refletor em forma de uma antena parabólica, concentrando os raios solares num receptor situado num ponto focal do centro do prato. A tecnologia CSP requer forte radiação direta, ou seja, céu limpo, porque apenas a luz solar direta pode ser concentrada numa pequena área. Em comparação com a solar fotovoltaica, a CSP tem a desvantagem de apenas utilizar a radiação solar direta, enquanto a solar fotovoltaica tem a vantagem de utilizar a radiação solar direta e a componente da radiação solar difusa, produzindo esta energia mesmo sem o céu se encontrar completamente limpo. Com esta limitação, as CSP encontram-se instaladas em apenas alguns países semi-áridos e regiões quentes do mundo [4].

2.2.4. ENERGIA OCEÂNICA

No caso da energia oceânica, existem cinco tecnologias diferentes em desenvolvimento, que visam extrair energia a partir dos oceanos, tais como: energia das marés, energia das ondas, correntes marítimas, gradientes de temperatura e gradientes de salinidade [4]. A energia das marés depende da atração gravitacional do sistema Terra-Lua-Sol, enquanto as outras tecnologias dependem da energia solar [10].

- Energia das marés: é a energia potencial associada ao aproveitamento das marés através da construção de uma barragem ou estuário. A barragem ou estuário são utilizados para converter a energia das marés em energia elétrica, forçando a água a passar através de turbinas, que estão ligadas a um gerador. Quando as marés produzirem uma diferença no nível das águas nos lados opostos da barragem, abrem-se as comportas para a água fluir através das turbinas, e estas fazem movimentar um gerador elétrico de forma a produzir eletricidade [11].

- Energia das ondas: é a energia cinética e potencial associada ao aproveitamento das ondas do mar. A energia cinética (movimento) que existe nas ondas que se deslocam no oceano, são usadas para movimentar uma turbina. Existem várias tecnologias para aproveitamento da energia das ondas, que pode ser efetuada a partir de ondas de superfície ou de oscilações de pressão abaixo da superfície. [11].
- Correntes marítimas: é a energia cinética associada às correntes marítimas que é aproveitada através da utilização de sistemas modulares [4].
- Gradientes de temperatura: é o gradiente de temperatura entre a superfície do mar e águas profundas, usando processos de conversão de energia térmica dos oceanos [4]. O processo de conversão de energia térmica dos oceanos utiliza a energia do calor armazenado nos oceanos da terra para produzir eletricidade. Utiliza a diferença de temperatura entre a camada superior do oceano, neste caso mais quente, e águas profundas do oceano onde a temperatura desce consideravelmente. Existem três tipos processos de conversão de energia térmica dos oceanos: Conversão de energia térmica dos oceanos de ciclo aberto, fechado e híbridos [11].
- Gradientes de salinidade: é a energia associada à diferença de concentração de sal entre a água salgada do mar e a água doce dos rios. A energia disponível é aproveitada através do processo de osmose retardado [4].

2.2.5. ENERGIA GEOTÉRMICA

A energia geotérmica tem origem no interior da terra. A temperatura aumenta com a profundidade em média cerca de 33°C por quilómetro. Embora devido à heterogeneidade da crosta terrestre, a temperatura pode ser inferior ou superior a este valor. Existem recursos de água e rocha quente a poucos quilómetros abaixo da superfície da terra, aumentando de temperatura à medida que se aproxima do núcleo da terra. O aproveitamento da energia geotérmica implica a existência de um fluido, normalmente a água, de forma a transportar o calor do interior da terra até a superfície [5]. Caso não exista, deve-se injetar água, com o objetivo de transportar o calor para a superfície, denominando-se nestes casos de rochas quentes secas. Existem muitas tecnologias para

aproveitar o calor da terra, podendo ser obtido através de água quente ou reservatórios de vapor no interior do solo, os quais podem ser acedidos por perfuração feita à superfície. A água quente e os reservatórios de vapor podem ser utilizados para produzir eletricidade para consumidores finais, ou estes recursos pode ser aplicados no aquecimento e arrefecimento de edifícios, estradas e indústrias [11][13].

2.2.5.1. APLICAÇÕES GEOTÉRMICAS

Uso direto da energia geotérmica - Produção de calor através da água quente que se encontra a poucos quilómetros abaixo da superfície da terra, podendo ser usada diretamente para a aplicação desejada. Nos sistemas de uso direto, é perfurado um poço que contém um reservatório para fornecer um fluxo constante de água quente. A água flui à superfície através de um sistema de tubagem mecânico, e é feita a distribuição do calor para a utilização pretendida. A água quente geotérmica é utilizada em muitas aplicações que necessitem de calor, no caso de aquecimento de edifícios, estufas de plantas e vários processos industriais [11].

Produção de eletricidade – As centrais geotérmicas utilizam o vapor a partir de reservatórios de água quente encontrados a poucos quilómetros abaixo da superfície da terra. Estas centrais utilizam o vapor geotérmico para rodar uma turbina que contém acoplado um gerador para produzir eletricidade. Existem três tipos de centrais geotérmicas: centrais a vapor seco, vapor binário e vapor *flash* [11][12].

Bomba de calor geotérmica - A bomba de calor geotérmica extrai o calor do solo para aquecer ou arrefecer os edifícios. Estes equipamentos utilizam menos energia do que os sistemas convencionais de aquecimento e são mais eficientes no arrefecimento dos edifícios [12][13].

2.2.6. BIOENERGIA

2.2.6.1. BIOENERGIA PARA PRODUÇÃO DE CALOR E ELETRICIDADE [4]

A bioenergia ou também denominada energia da biomassa, é a energia utilizada a partir de matéria orgânica. A combinação de várias matérias-primas e tecnologias de conversão estão disponíveis para produzir eletricidade, calor ou ambos, através de centrais de ciclo combinado. A co-incineração de materiais de biomassa sólida em centrais térmicas provou ser o método mais eficiente de converter biomassa em eletricidade e aquecimento urbano. Este método utiliza a mesma instalação da central térmica, necessitando apenas de um investimento no pré-tratamento da biomassa e os sistemas de alimentação de combustível. Os combustíveis provenientes da biomassa, são usados para minimizar os custos de transportes e os problemas de manuseamento. De seguida, destacámos os seguintes tipos de sistemas que utilizam a bioenergia.

- Centrais de biomassa - a combustão direta de biomassa é usada exclusivamente para produzir eletricidade, através de uma turbina de vapor. Nas centrais de ciclo combinado, a combustão de biomassa permite a utilização do calor residual da produção de energia, aumentando significativamente a eficiência da central.
- Gaseificação - é o processo através do qual a biomassa sólida é transformada numa mistura de gases combustíveis. O sistema de gaseificação utiliza elevadas temperaturas e um ambiente de oxigénio reduzido de forma a converter a biomassa num gás. O gás combustível pode ser usado numa caldeira convencional ou numa turbina a gás, para produzir eletricidade.
- Digestão anaeróbica - é a degradação biológica da biomassa, ou seja, na ausência de oxigénio, a biomassa produz metano que pode ser utilizado para produzir energia. As bactérias anaeróbicas prosperam num ambiente livre de oxigénio, resultando na decomposição de materiais orgânicos e produzindo dióxido de carbono e metano. O biogás é produzido através deste processo químico de decomposição, sendo composto por metano, dióxido de carbono, hidrogénio e sulfureto de hidrogénio. A produção de biogás e a concentração de

metano dependem da composição dos resíduos e da eficiência dos processos químicos. O gás produzido pode ser utilizado na rede de gás natural, em motores para produção de eletricidade, bem como combustível para veículos.

- Centrais de resíduos sólidos urbanos (RSU) - O lixo urbano pode ser convertido em energia elétrica de duas formas: através da queima de lixo numa instalação ou através da digestão anaeróbica dos resíduos. O lixo urbano contém porções significativas de materiais orgânicos que produzem uma variedade de produtos gasosos quando compactados e cobertos nos aterros sanitários. O biogás, resultado da digestão anaeróbica é depois utilizado para produzir eletricidade ou calor. Uma central deste tipo, para produzir eletricidade requer um elevado investimento e custos operacionais.

2.2.6.2. BIOCOMBUSTÍVEIS [4]

Os biocombustíveis usados atualmente são produzidos principalmente por processos comerciais, e incluem etanol com base em açúcar e amido, biodiesel com base em óleo de culturas e biogás derivado do processo de digestão anaeróbia. O gás metano produzido a partir da biomassa através de digestão anaeróbia, pode ser utilizado como combustível para veículo misturado com outra fonte de combustível fóssil.

2.3. INDICADORES ENERGÉTICOS MUNDIAIS

A energia renovável representou menos de um terço da produção total da eletricidade mundial estimada em 560 GW, no ano de 2013. As tecnologias renováveis com exceção da hídrica, tiveram um rápido crescimento na capacidade elétrica nos últimos anos, atingindo os 17% da produção de energia a nível global em 2013. A capacidade total da produção ultrapassou os 1.560 GW em 2013, que se caracterizou num aumento de 8% relativo ao ano anterior. De acordo com a figura 2, no final deste ano, a capacidade total de produção de energia elétrica era aproximadamente 5.565 GW, sendo 22,1% da eletricidade global fornecida pelas energias renováveis, destacando-se a energia hídrica. A capacidade instalada de energias renováveis está a aumentar rapidamente nos últimos anos, apesar

deste aumento ser moderado, devido à intermitência das fontes renováveis, particularmente associada à energia solar e eólica. De modo a contornar a questão da intermitência das fontes renováveis, determinados países continuam a aumentar significativamente a capacidade instalada em combustíveis fósseis [14].

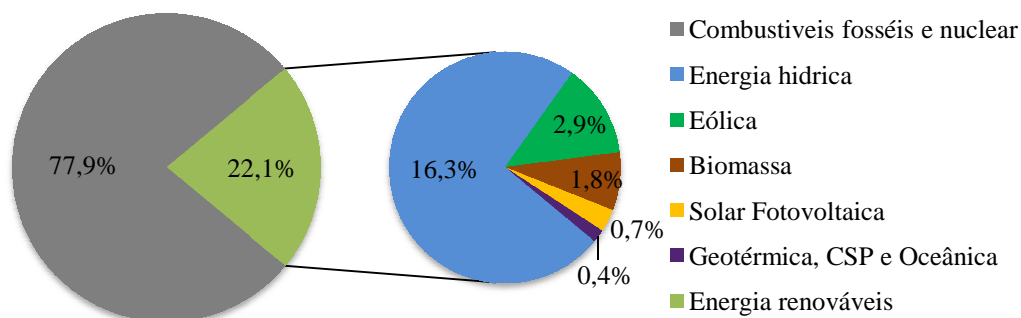


Figura 2 – Quota mundial das energias renováveis na produção de electricidade em 2013 [14]

No final do ano de 2013, o país com maior capacidade instalada de energias renováveis era a China, tendo atingido os 319 GW. Na tabela 1, podemos verificar que os restantes países com maior capacidade instalada de energias renováveis são os Estados Unidos, Brasil, Canadá e Alemanha, que mantiveram as respetivas posições relativamente ao ano anterior. A China encontra-se também na primeira posição do *ranking* relativamente à capacidade instalada de energia hídrica e eólica. A maior capacidade instalada de energia solar térmica de concentração é liderada pela Espanha. No caso da energia da biomassa e geotérmica, a maior capacidade encontra-se nos Estados Unidos, quanto à energia fotovoltaica a Alemanha continua a liderar esta tecnologia, contudo mantêm o investimento nas outras tecnologias renováveis [14].

Tabela 1 Países com maior capacidade instalada de energia renovável em 2013 [14]

Posição	1	2	3	4	5
Capacidade instalada renováveis	China	Estados Unidos	Brazil	Canadá	Alemanha
Biomassa	Estados Unidos	Alemanha	China	Brazil	Índia
Geotérmica	Estados Unidos	Filipinas	Indonésia	México	Itália
Hídrica	China	Brazil	Estados Unidos	Canadá	Rússia
Solar fotovoltaica	Alemanha	China	Itália	Japão	Estados Unidos
Eólica	China	Itália	Rússia	Espanha	Índia
Solar térmica concentração	Espanha	Estados Unidos	Estados Unidos	Índia	Argélia

Durante o período entre 2008 a 2013, a capacidade total instalada a nível global de várias tecnologias de energias renováveis cresceu a taxas muito rápidas, como pode ser observado na figura 3. Dentro deste grupo, a energia solar fotovoltaica foi a tecnologia que cresceu mais rapidamente durante este período, atingindo os 55% de capacidade instalada. Esta foi seguida pela energia solar térmica de concentração que aumentou 48% e pela energia eólica que cresceu 21%. Analisando especificamente o ano de 2013, verificámos que a energia solar fotovoltaica foi a tecnologia que apresentou o maior crescimento de capacidade instalada, seguida da solar térmica de concentração. O crescimento dos biocombustíveis atingido em 2013 (11,4%) é ligeiramente aproximado ao valor alcançado (11,0%) durante o período de 2008 a 2013. A energia geotérmica e a energia hídrica cresceram a uma taxa de 3-4% por ano, sendo semelhante à taxa de crescimento global da produção de etanol [14].

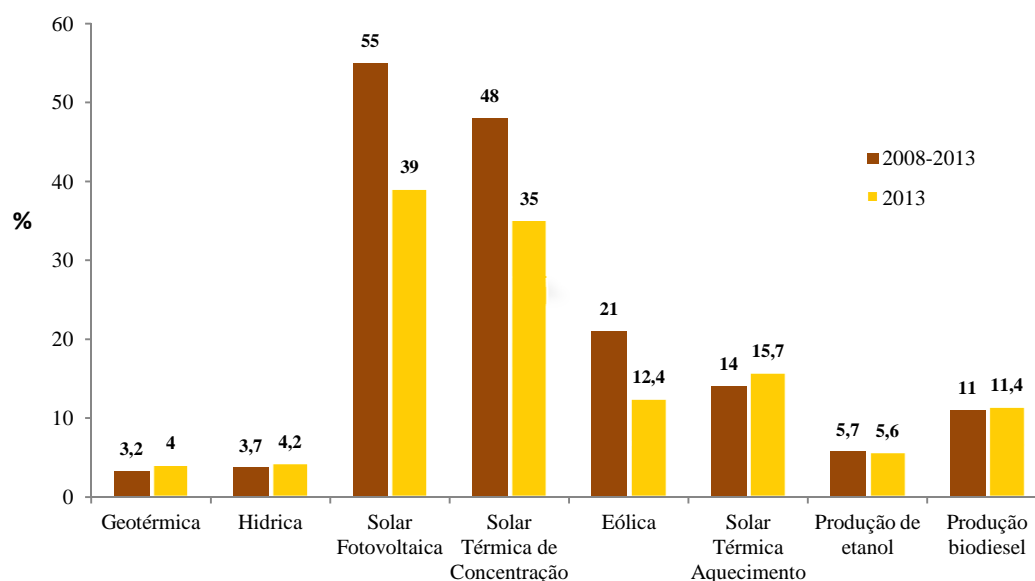


Figura 3 – Taxa de crescimento da capacidade de energia renovável e produção de biocombustíveis entre 2008-2013 [14]

O consumo mundial de energia primária cresceu 2,3% em 2013 em todos os combustíveis, contudo em relação aos últimos dez anos este cresceu apenas 2,5%. O petróleo lidera o combustível mais utilizado no mundo, com um consumo de 32,9%, como pode ser observado na figura 4. Em 2013, o consumo de petróleo abrandou em relação aos anos anteriores, perdendo quota de mercado. O consumo mundial de gás natural aumentou 1,4%, bem como a produção do mesmo que cresceu 1,1%, sendo os Estados Unidos o maior produtor de gás no mundo. A nível global o gás natural representava 23,7% do consumo de energia primária. O carvão corresponde a 30,1% do consumo de energia global, e obteve em 2013 uma subida de 3% no consumo, enquanto a produção mundial deste cresceu 0,3%.

A produção nuclear supriu 4,4% do consumo global de energia, mas obteve apenas um pequeno aumento na produção de 0,9%. O consumo mundial de energia hidroelétrica a nível mundial teve um aumento acima da média, situando-se nos 6,9%, e a produção deste tipo de tecnologia cresceu 2,9%. As fontes de energia renováveis, na sua globalidade, representaram 2,7% do consumo mundial de energia, verificando-se um aumento em relação ao ano anterior. Dentro das fontes renováveis, a energia eólica e fotovoltaica

tiveram um crescimento de 20,7% e 33% respetivamente, na produção de energia de origem renovável [15].

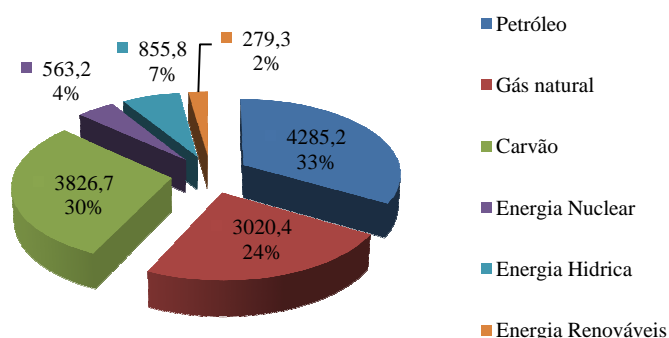


Figura 4 – Consumo das principais energias primárias no mundo em 2013 (Mtep) [15]

O consumo de energia primária na União Europeia cresceu significativamente em 2013, ao nível do consumo de energia hídrica e das energias renováveis em relação ao ano anterior. Verificou-se ainda, um decréscimo nas fontes de origem fóssil como o petróleo, gás natural, carvão e energia nuclear. O consumo de energia primária com origem no petróleo em 2013 baixou 0,22% em relação ao ano de 2012, enquanto o carvão, o gás natural e a energia nuclear baixou em cerca de 0,1%. Contudo, o petróleo apresentou um consumo de energia primária de aproximadamente 36% no ano de 2013, como podemos observar na figura 5. No caso das outras fontes de energia, verificou-se aumentos significativos, sendo o valor mais elevado a energia de origem renovável com 0,05% de subida em relação ao ano de 2012 [15].

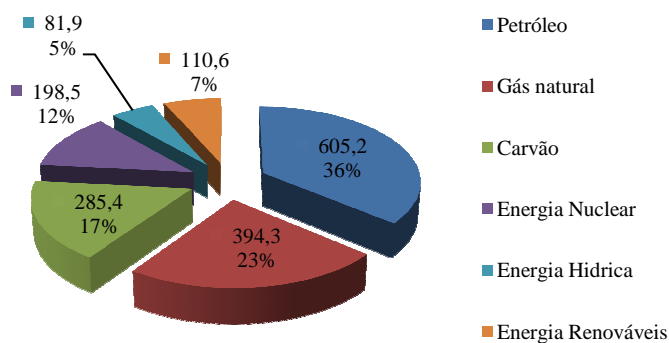


Figura 5 – Consumo das principais energias primárias na União Europeia em 2013 (Mtep) [15]

A evolução do consumo de energia primária entre 2003 a 2013, a nível global, é apresentado na figura 6. Podemos verificar que o consumo de energia primária tem aumentado a nível global ao longo deste período temporal, verificando-se apenas um decréscimo mais significativo na UE de 2008 para 2009 [15].

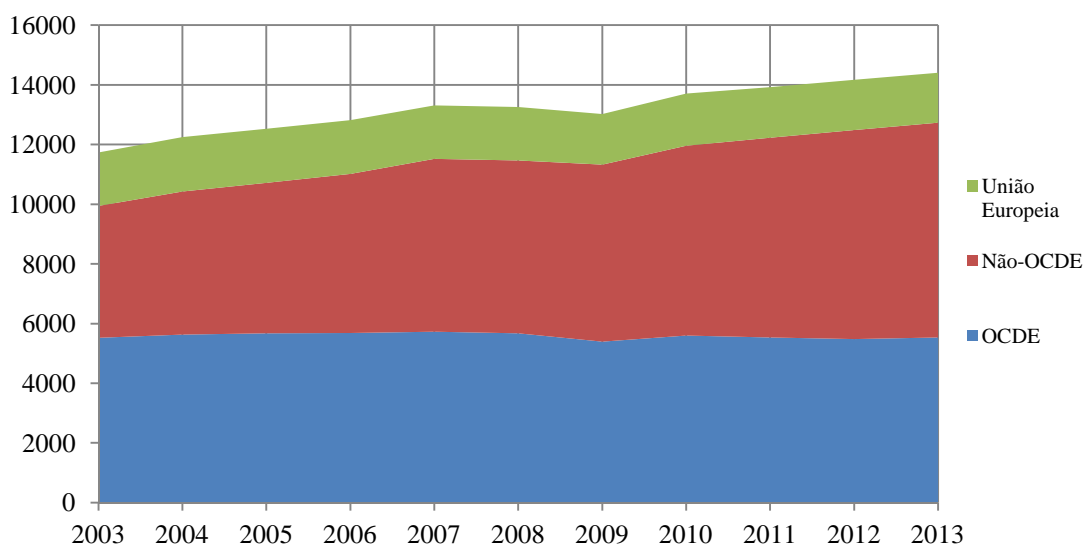


Figura 6 – Consumo de energia primária no mundo (Mtep) [15]

Efetuada uma análise fora do espaço da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), constatamos que o consumo de energia primária em 2013, aumentou cerca de 3,1%, enquanto que, na OCDE este aumentou apenas 1,2%. O consumo de gás natural aumentou mais rapidamente na OCDE do que fora deste, invertendo no caso do petróleo que diminuiu o consumo de 0,6% na OCDE e cresceu 2,9% fora da OCDE.

Analisamos, que os combustíveis fósseis continuam a ser a fonte de energia mais utilizada na produção de eletricidade a nível mundial, mas verifica-se um aumento das fontes de energia renováveis na produção de eletricidade. A utilização das energias renováveis para produção de eletricidade, torna-se cada vez mais competitiva face as fontes convencionais. Esta condição, deve-se ao aumento do preço dos combustíveis nos últimos anos e aos problemas ambientais criados pelos combustíveis fósseis, no caso a libertação de gases que aumentam o efeito de estufa [15].

2.4. INDICADORES ENERGÉTICOS EM PORTUGAL

O consumo anual de energia elétrica em 2012 totalizou 49,1 TWh, diminuindo 2,9% face ao ano anterior. Parte desta diminuição no consumo de energia elétrica, está associada à utilização de equipamentos mais eficientes, que contribuíram de forma a poupar energia e também à crise económica que nos tem afetado os últimos anos. A potência máxima ocorrida neste mesmo ano atingiu os 8.554 MW no dia 13 de Fevereiro, cerca de 850 MW abaixo do máximo histórico atingido em 2010 [16].

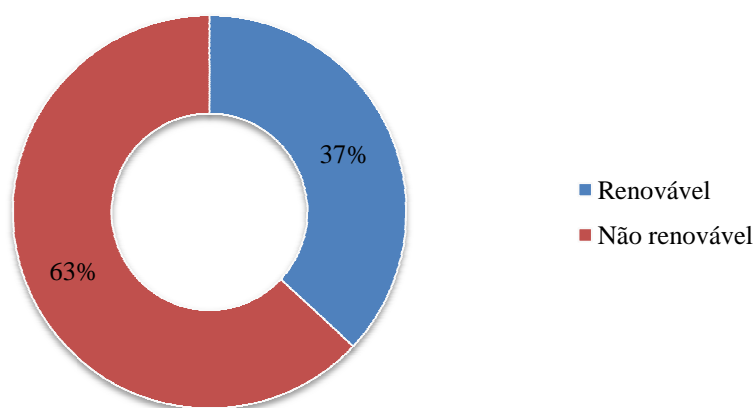


Figura 7 – Origem da produção de energia em 2012 [16]

A produção de origem renovável abasteceu 37% do consumo, destacando-se dentro deste conjunto, o setor eólico que atingiu os 20%, sendo a fonte que tem apresentado maior crescimento nos últimos anos. Relativamente às restantes fontes renováveis, a produção hídrica totalizou 10%, a solar 1% e outras renováveis 7%, como pode ser observado na figura 8. Verifica-se também que a hídrica diminuiu face ao ano anterior, destacando o crescimento das outras fontes renováveis. No que respeita às centrais térmicas que usam carvão, estas abasteceram 25% do consumo nacional e as de gás natural 21%. O saldo importador aumentou relativamente ao ano anterior, abastecendo 16% do consumo em 2012 [16].

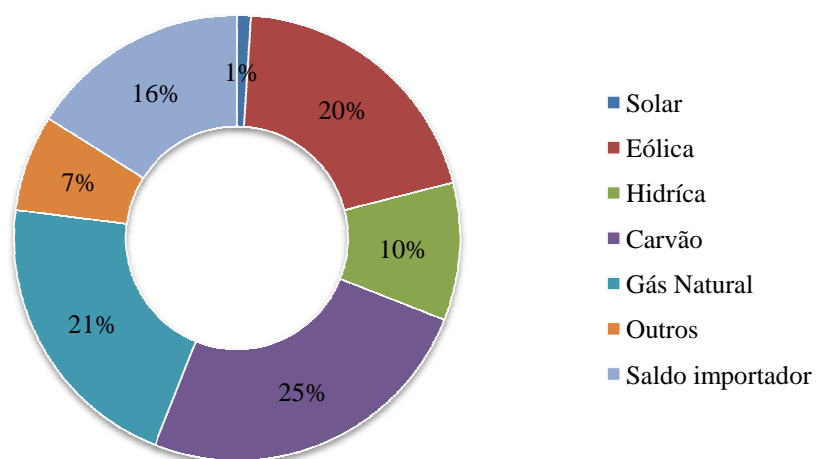


Figura 8 – Fontes de produção de energia em 2012 [16]

De acordo com a Direção Geral de Geologia e Energia (DGEG), no final de 2013 em Portugal Continental, as fontes renováveis produziram 26,2 TWh de energia elétrica, o que corresponde a um aumento de 2,9% em relação ao ano anterior, como podemos verificar na figura 9 [17].

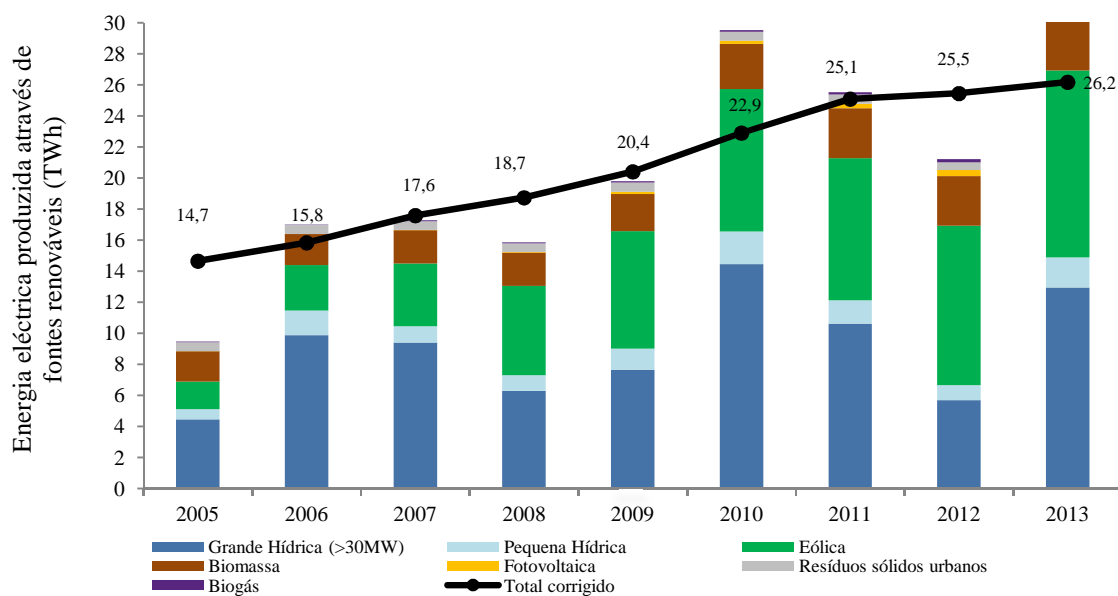


Figura 9 – Energia elétrica produzida através de fontes renováveis em Portugal Continental (TWh)
[17]

Podemos verificar na figura 10, que no final de 2012, a potência total instalada em Portugal Continental a partir de fontes renováveis era de 11.306 MW. Constatase que a energia eólica é a energia com o maior crescimento de potência instalada nos últimos anos [17].

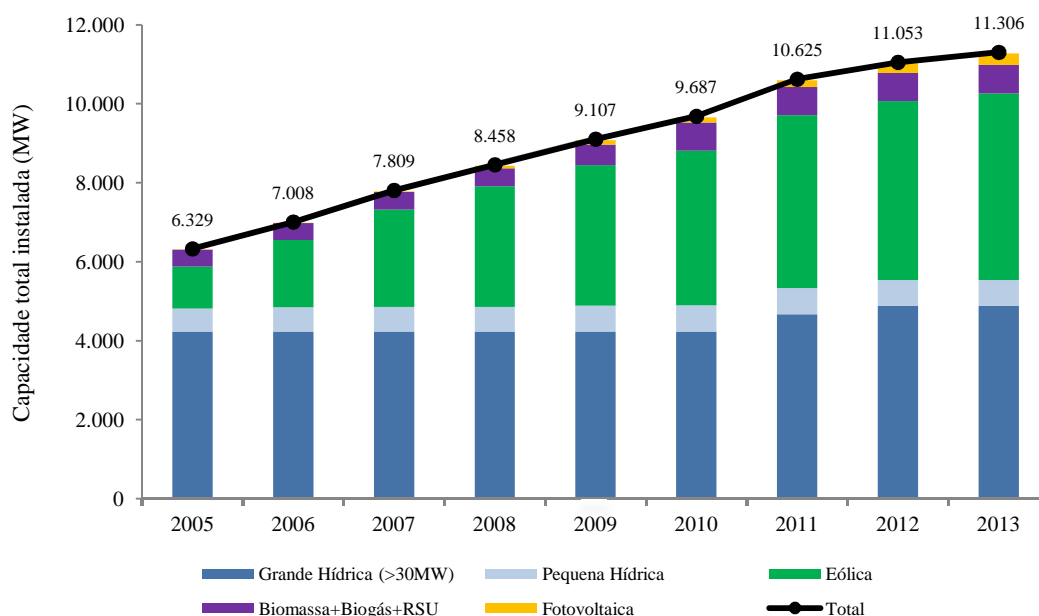


Figura 10 – Capacidade total instalada de renováveis em Portugal Continental (MW) [17]

2.5. ENQUADRAMENTO LEGAL - AUTOCONSUMO

A portaria nº237/2013 assegurava o licenciamento simplificado para unidades de produção em autoconsumo suportada pelo artigo 33º do decreto-lei nº215B/2012. Qualquer consumidor podia requerer o sistema de autoconsumo com base na produção de energia de acordo com a procura de energia da instalação, funcionando o sistema com tecnologia renovável sempre que houvesse recurso do mesmo e com armazenamento de energia ou compra de energia elétrica à rede sempre que fosse necessário devido à indisponibilidade do recurso renovável da tecnologia instalada [18]. As instalações de autoconsumo já eram possíveis no nosso país através da portaria nº237/2013, em que o autoconsumidor podia consumir a produção da sua própria energia, mas era obrigado a manter uma ligação de potência à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e com a condição de não injetar

nenhuma energia na rede. Esta portaria previa assim que para instalar um sistema de autoconsumo, era necessário existir um contrato de fornecimento de eletricidade no mesmo local de consumo. Não era referido ainda qualquer limite de potência a ser instalada no local de autoconsumo [19].

2.5.1. REQUISITOS PARA SER AUTOCONSUMIDOR

Para exercer a atividade de produção em autoconsumo, à data do pedido do registo, era necessário cumprir os seguintes requisitos [19]:

- Identificação completa do interessado;
- Memória descritiva e justificativa da instalação de consumo;
- Planta da localização do projeto;
- Tipo de fonte primária e tecnologia a ser utilizada;
- Dimensionamento da instalação elétrica de acordo com as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT);
- Esquemas da instalação, dos quadros elétricos, das proteções e aparelhagem de contagem;
- Inversores utilizados;
- Proteções na interligação, de forma que não seja injetada energia na RESP;
- Termo de responsabilidade pelo projeto;
- Declaração de não impedimentos, nos termos do anexo V do Código dos Contratos Públicos (CPP) com as necessárias adaptações;
- Declaração do interessado, sob o compromisso de honra, de que é titular dos direitos de utilização dos terrenos necessários para a instalação e exploração do sistema;
- Declaração de compromisso em como garante que não injetará potência na RESP;
- Declaração em como não tem qualquer intenção em ingressar no regime bonificado;
- Declaração de aceitação imediata da adaptação da sua instalação ao abrigo do regime de autoconsumo.

2.5.1.1. PROCEDIMENTOS DE REGISTO DE AUTOCONSUMIDOR [19]

Numa primeira fase, o candidato a instalação de autoconsumo terá que efetuar o registo no *site* da DGEG, tratando-se de uma plataforma eletrónica que estabelece toda a gestão necessária para se exercer a atividade de produção de eletricidade em regime especial. Compete à DGEG coordenar todo o processo de gestão da produção de energia em autoconsumo. Após a confirmação do registo é necessário efetuar o pagamento da taxa referente à devida potência da instalação prevista no anexo do regulamento.

Após o registo, e a apresentação dos documentos referidos anteriormente é necessário efetuar o pedido do certificado de exploração. Após a emissão do certificado, o candidato pode iniciar a exploração da instalação no final de 20 dias a contar do pedido de emissão do certificado de exploração, com a realização de uma vistoria que ocorre no período de 10 dias subsequentes do pedido de emissão com a devida aprovação da instalação.

2.5.2. PUBLICAÇÃO DO DECRETO-LEI DE AUTOCONSUMO

De acordo com a DGEG e a Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF), o decreto-lei nº153/2014 referente às instalações em regime de autoconsumo foi aprovado em 20 de Outubro de 2014. Neste decreto-lei foram definidos três novos enquadramentos legais [20]:

- 1) Autoconsumo sem ligação de potência à rede;
- 2) Autoconsumo com ligação de potência à rede;
- 3) Autoconsumo em sistemas isolados da RESP.

O decreto-lei referente ao autoconsumo deveria ter adotado um modelo de remuneração que já é aplicado noutros países em relação à energia excedente do sistema ser injetada na rede pública. Este tipo de modelo é denominado *Net-metering*, que é um tipo de faturamento implementado em diversos países para a venda de excedente de energia das instalações de autoconsumo. Isto garante aos consumidores receber um crédito nas faturas de eletricidade durante um determinado período de tempo [18][21]. Contudo, de acordo decreto-lei, a energia injetada na rede será vendida a um preço 10% inferior ao do valor do mercado.

3. SISTEMAS HÍBRIDOS

Um sistema híbrido de energia é aquele que utiliza várias fontes de energia, de naturezas diferentes, que podem ser do tipo convencionais, neste caso os combustíveis fósseis ou de fontes renováveis, podem ser ainda usados em conjunto equipamentos de armazenamento de energia. As tecnologias de energia renovável utilizadas são, a energia eólica, solar, hídrica, biomassa, biogás, entre outras tecnologias [22].

A combinação de várias fontes de energia pressupõe a utilização dos recursos energéticos disponíveis no local, maximizando a disponibilidade de energia através desses mesmos recursos. Segundo [23], a combinação tecnológica de energia com origem nas fontes renováveis e convencionais, é vantajosa em termos técnicos e económicos.

Os sistemas híbridos são concebidos de forma a maximizar a utilização de fontes de energia renováveis, obtendo-se assim menores emissões atmosféricas em relação às tecnologias convencionais de origem fóssil. Estes sistemas são a melhor solução para a alimentação de cargas isoladas em áreas remotas, utilizando os recursos disponíveis na respetiva área. A tecnologia híbrida tem sido desenvolvida ao longo dos anos, proporcionando benefícios para produção de energia em zonas rurais e urbanas [22].

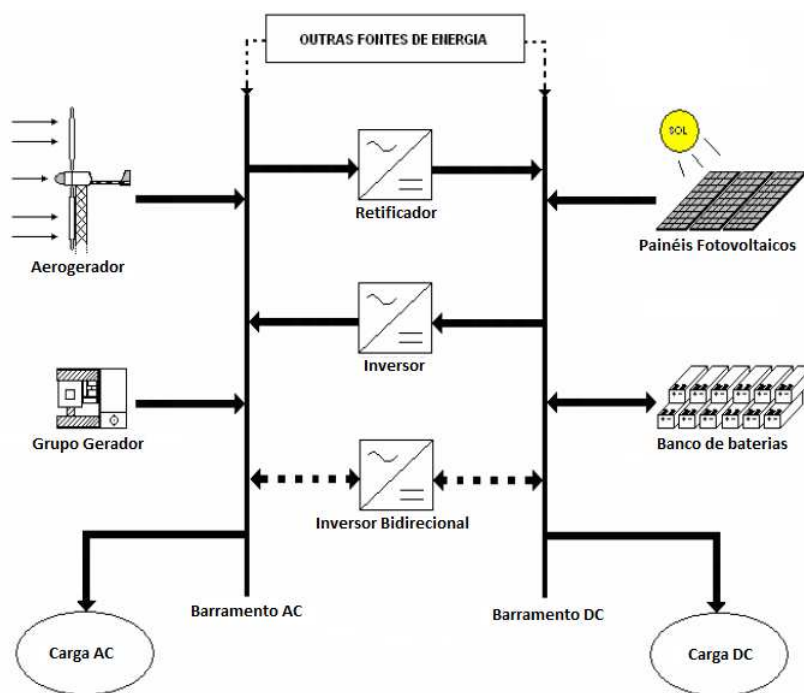


Figura 11 – Configuração geral de um sistema híbrido [24]

Das várias fontes energéticas utilizadas nos sistemas híbridos, as mais utilizadas são as fontes renováveis solar e eólica. Os sistemas híbridos são aplicados eficazmente, sempre que existe disponibilidade de recursos renováveis num local, e esses são adequadamente associados para o fornecimento de energia a uma determinada carga. As fontes renováveis solar e eólica têm a possibilidade de suprimir a falta temporária intercalada de cada uma das fontes de energia, com a capacidade deste sistema operar com o menor risco de interrupção possível [22][23].

Geralmente, os sistemas híbridos são isolados e reúnem os seguintes equipamentos [25]:

- **Tecnologias de conversão a partir de fontes renováveis** - Módulos fotovoltaicos, aerogeradores e turbinas hidráulicas;
- **Tecnologias de conversão a partir de fontes não renováveis** - Grupos geradores a gasóleo, gasolina ou a gás;
- **Sistema de armazenamento de energia** - Baterias;
- **Equipamentos de condicionamento de potência** - Inversores de tensão, retificadores e controladores de carga.

Uma das principais vantagens dos sistemas híbridos é o aproveitamento dos recursos renováveis disponíveis num determinado local, garantindo assim, níveis de qualidade, fiabilidade do sistema ao atendimento da carga, e redução dos custos operacionais e de investimento das instalações de produção de energia [23].

Os sistemas híbridos de energia são particularmente apropriados para uma utilização em locais isolados. Estes podem fornecer pequenas redes isoladas, evitando os custos dispendiosos de transmissão das linhas, do transporte de combustível e proporcionando a produção de energia com base em fontes renováveis. São também geralmente, adequados para produção combinada de calor e eletricidade nos locais isolados [26].

Os principais benefícios de um sistema híbrido são [22]:

- Possibilidade de combinar duas ou mais fontes de energia renováveis;
- Proteção ambiental, redução das emissões de CO₂;
- Fonte de energia abundante e inesgotável.

Como os sistemas híbridos são normalmente compostos por fontes renováveis, que apresentam recursos intermitentes, é necessário utilizar grupos geradores para suprimir períodos ocasionais de falta dos recursos renováveis. Salientando que as fontes renováveis são a energia hídrica, a solar fotovoltaica, a eólica e a biomassa, temos como tecnologias de conversão de energia a partir de fontes não renováveis, os grupos geradores que normalmente utilizam gasóleo, gasolina, gás ou biocombustíveis [23].

A utilização de um sistema de armazenamento de energia, permite aumentar a duração da autonomia energética, visto que, mesmo nas piores condições climatéricas encontradas no local da instalação, o sistema de armazenamento permite fornecer energia à carga durante esses períodos [23].

3.1. HISTÓRICO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS

Vários sistemas híbridos de energia foram instalados nas últimas décadas em vários países do mundo, basicamente com objetivo de fornecer energia elétrica em locais isolados, sem acesso à rede de distribuição de energia elétrica. Hoje em dia, ainda não existe nenhuma base de dados que contenha o número de sistemas híbridos instalados e em funcionamento no mundo, nem o registo da instalação do primeiro sistema [25].

Sabe-se que os primeiros sistemas híbridos surgiram no final da década de 1970 e foram instalados no *Arizona* e no *Utah*, e utilizavam painéis fotovoltaicos como fonte de energia renovável. Estes sistemas iniciais, contribuíram para o aparecimento da energia eólica, como outra opção para a produção de energia elétrica para as aldeias na década de 1980. De acordo com [27], o primeiro sistema de energia renovável no mundo, foi instalado em 1978. Era um sistema fotovoltaico-*diesel*, com potência fotovoltaica de 3,5 kW com a intenção de fornecer energia elétrica a uma aldeia com 16 casas, uma igreja e ao sistema de bombagem de água. O grupo gerador a *diesel* era usado para bombear a água, mas provocava uma enorme despesa, devido aos custos de manutenção e de combustível. A partir de 1983, a aldeia foi abastecida pela rede elétrica de energia, substituindo o grupo gerador a diesel pelo sistema fotovoltaico para a operação de bombagem da água.

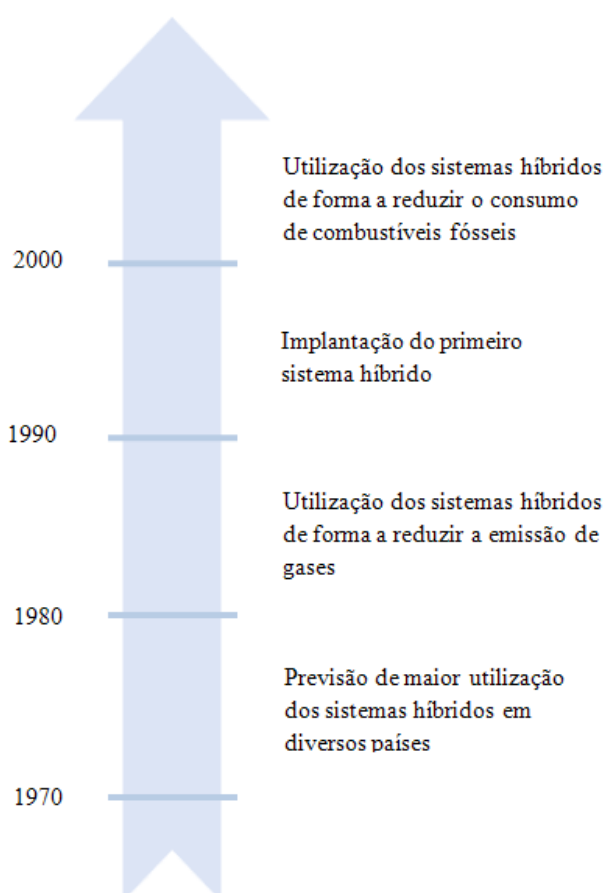


Figura 12 – Evolução da utilização dos sistemas híbridos [25]

Em Portugal, existe apenas alguma informação disponibilizada pelos instaladores de sistemas renováveis. Consultando a base de dados de instalações da empresa FFSolar [28], verificou-se que estes efetuaram a instalação do seu primeiro sistema híbrido em 1997, numa habitação do Parque Natural do Sudoeste Alentejano para eletrificação da mesma, implementando um sistema autónomo híbrido com recurso a um sistema fotovoltaico e eólico com potência instalada de 2,7 kW e 3 kW, respetivamente.

Em 2000, foi instalado outro sistema híbrido fotovoltaico-eólico autónomo para eletrificação de montes em Ourique no Alentejo, com uma potência instalada de 20 kW de fotovoltaico e 30 kW de eólico, sendo este projeto financiado pela Câmara Municipal e o Ministério da Economia.

No ano de 2004, surgiu uma instalação híbrida para testes numa habitação em Sacavém com uma potência de 500 W fotovoltaico e 1 kW eólico. Foi instalado em 2007, um sistema híbrido de ligação à rede elétrica de demonstração nas instalações do Grupo Tecneira em Oeiras. Trata-se de um sistema com potência fotovoltaica instalada de 1 kW e eólica 1 kW [28].

Em Outubro de 2013 foi instalado no Aeroporto de Santa Maria nos Açores, um sistema híbrido autónomo com uma potência eólica de 5 kW e fotovoltaica de 6 kW, para alimentação do *Glide/Localizer* [29].

3.2. FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [26]

Os sistemas híbridos de energia podem aproveitar as infraestruturas de energia existentes, adicionando novos componentes de modo a reduzir os custos, os impactos ambientais e as interrupções do sistema. O planeamento de um sistema híbrido tem como prioridade a escolha do tipo de tecnologia que é mais eficiente, de modo a que consiga atender às necessidades da instalação, sendo normalmente, uma das fontes de energia usada de origem renovável. Este tipo de sistema aumenta a fiabilidade das fontes renováveis do sistema, proporcionando a redução de produção a partir de energias de origem convencional e armazenando a energia proveniente das energias intermitentes. No desenvolvimento das energias renováveis, um tema importante que tem sido abordado, é a intermitência verificada nalgumas energias renováveis, como a energia solar e eólica.

3.3. DESAFIOS PARA A UTILIZAÇÃO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [26]

Financeiro - Os componentes que são necessários na constituição de um sistema híbrido de energia, tornam-se dispendiosos para a sua instalação.

Técnicos - A configuração do sistema híbrido baseia-se na disponibilidade dos recursos renováveis e convencionais, nos custos de produção e políticas de incentivo. É portanto fundamental elaborar um determinado período de estudo adequado para o local do projeto.

Nem todas as tecnologias de armazenamento e produção de energia estão totalmente desenvolvidas, sendo arriscado investir numa instalação a longo prazo.

A implementação de sistemas híbridos de energia podem criar oportunidades de mercado para promover tecnologias que ainda não estão maduras. Podemos tomar como exemplo, um novo tipo de célula de combustível que não é eficiente o suficiente para produzir eletricidade num sistema isolado, mas que pode ser colocada com outros componentes formando um sistema híbrido, nos quais os outros componentes são capazes de suprimir as quebras de produção de energia no local.

Institucional - Os elevados interesses na transmissão de energia elétrica, contam com influências políticas e ativos financeiros que limitam a expansão do desenvolvimento dos sistemas híbridos de energia, porque estes impulsionam a produção descentralizada de energia.

3.4. CONFIGURAÇÕES DOS BARRAMENTOS

Os sistemas híbridos de energia possuem várias configurações possíveis, uma forma de classificar estas arquiteturas é distinguir os barramentos *Alternate Current* (AC) e *Direct Current* (DC). Os sistemas de barramento DC são aqueles em que os componentes de origem renovável, grupo gerador e baterias alimentam a carga, através do barramento DC ao qual está ligado um inversor. Esta arquitetura é utilizada para pequenos sistemas híbridos, enquanto no caso de sistemas com grande potência é aplicada a arquitetura de barramento AC, onde as turbinas eólicas estão ligadas ao barramento de corrente alternada, de modo a servir diretamente as cargas [22].

3.4.1. BARRAMENTO DC

Todas as tecnologias de produção de energia elétrica são conectadas ao barramento DC, a partir do qual a bateria é carregada. No caso das tecnologias de produção de energia AC é necessário a utilização de um inversor AC/DC. Relativamente à bateria, esta é protegida contra o excesso de carga e descarga através de um controlador, fornecendo de seguida energia às cargas DC, ou às cargas AC, através de um inversor [30], como pode ser observado na figura 13.

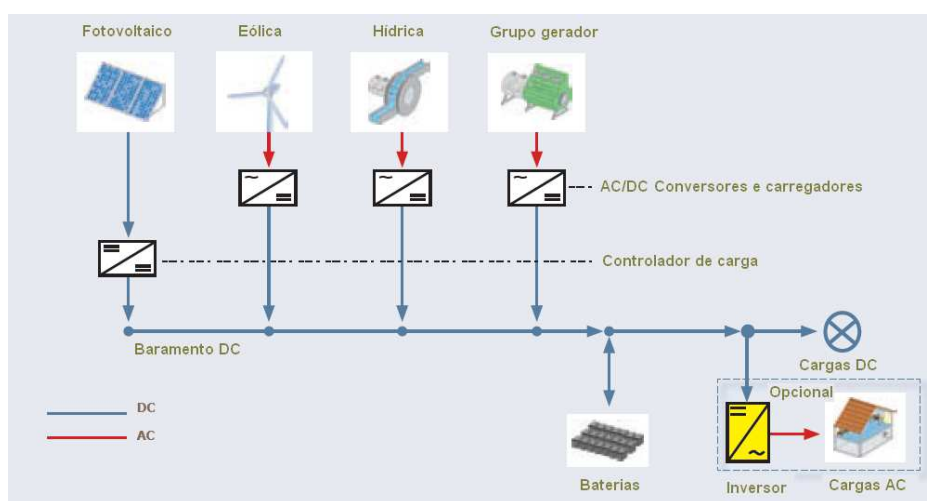


Figura 13 – Sistema híbrido com barramento DC [30]

3.4.2. BARRAMENTO AC

Neste tipo de barramento, as fontes de produção de energia podem estar ligadas diretamente ao barramento AC ou utilizar um conversor DC/AC, de modo a permitir o acoplamento estável dos componentes. Em ambas as opções, é utilizado um inversor principal bidirecional que controla o fornecimento de energia às cargas AC e ao carregamento das baterias, que por sua vez podem fornecer as cargas DC, como mostrado na figura 14. Na eventualidade de ser necessário aumentar a gama de tecnologias de produção de energia, basta adicionar mais unidades de produção elétrica ao barramento AC com os seus respetivos inversores, sem ser necessário modificar os outros equipamentos [30].

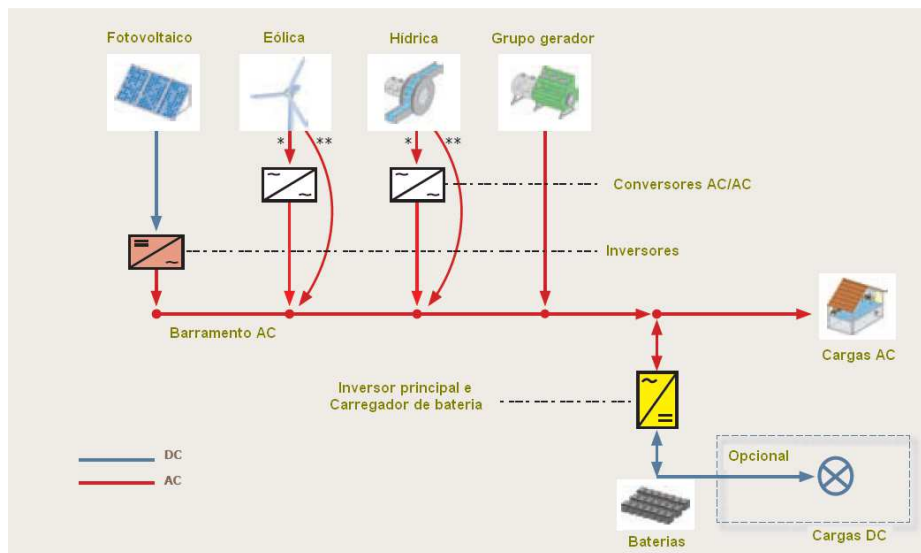


Figura 14 – Sistema híbrido com barramento AC [30]

3.4.3. BARRAMENTO AC/DC

A utilização deste barramento, pressupõe que todas as tecnologias de produção de energia elétrica DC e AC estão conectadas em ambos os lados do inversor principal bidirecional, que controla o fornecimento de energia das cargas AC, sendo por sua vez, as cargas DC fornecidas opcionalmente pelas baterias. No barramento AC, as tecnologias de corrente alternada podem ser ligadas diretamente ao barramento AC ou utilizar um conversor AC/AC, para permitir o acoplamento estável dos componentes [30].

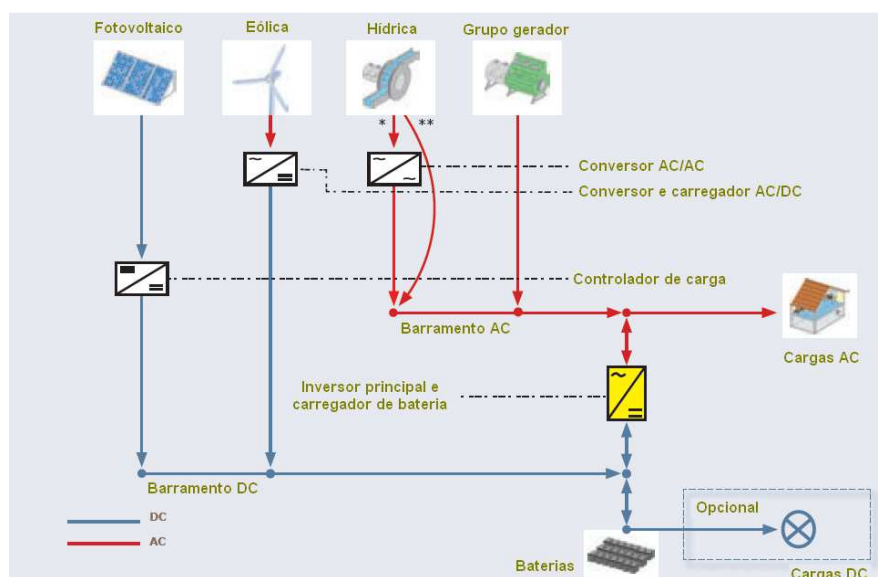


Figura 15 – Sistema híbrido com barramento AC/DC [30]

3.5. CONFIGURAÇÕES DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [25]

3.5.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO-DIESEL

Este sistema híbrido combina a disponibilidade do recurso solar do local com a produção através de um grupo *diesel*, para a produção de eletricidade. A figura 16 apresenta o diagrama de blocos do sistema, sendo a constituição deste sistema híbrido semelhante ao sistema eólico-*diesel*. A produção de energia fotovoltaica ocorre em corrente contínua, sendo por isso, conectada ao barramento de Corrente Contínua (CC). O uso deste tipo de sistema era pouco utilizado, devido ao preço elevado dos módulos fotovoltaicos. Nas últimas décadas, com a redução dos custos dos equipamentos e o aumento do grau de maturidade da tecnologia, este sistema tem vindo a difundir-se, sendo cada vez mais utilizado.

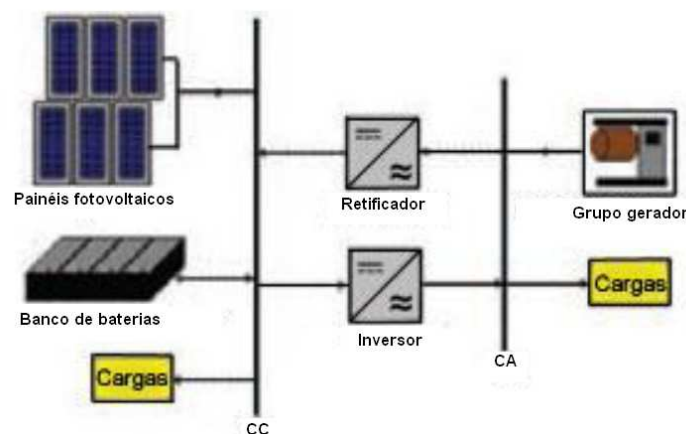


Figura 16 – Sistema híbrido fotovoltaico-*diesel* [25]

3.5.2. SISTEMA EÓLICO-DIESEL

O sistema eólico-*diesel* refere-se a um sistema com aproveitamento do recurso do vento e grupo *diesel*, operando de forma combinada com a finalidade de fornecer uma determinada carga. Este tipo de sistema pode ser constituído por um único aerogerador, ou por vários, no caso de um parque eólico associado a um grupo *diesel*. Pode estar ainda associado ao sistema principal (eólico-*diesel*), um sistema adicional de armazenamento de energia (banco de baterias). O grupo gerador *diesel* pode ser utilizado em conjunto com a produção

de energia eólica, de modo a economizar combustível, ou podendo atuar como unidade de reserva de energia (*backup*), de forma a assegurar o funcionamento do sistema híbrido durante os períodos de indisponibilidade de vento.

Neste sistema são necessários dispositivos de conversão de potência (retificadores e inversores), para adequar os sinais, de acordo com a utilização final da energia.

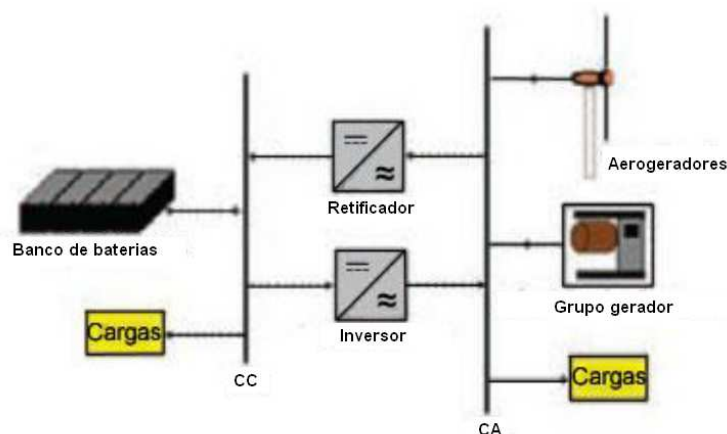


Figura 17 – Sistema híbrido eólico-diesel [25]

3.5.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO-EÓLICO

Este sistema híbrido combina as fontes de energia solar e eólica, o qual procura explorar eficazmente a disponibilidade de sol e vento no respetivo local da instalação. Este sistema não integra grupo gerador, o que pode ser considerado uma vantagem, tendo em consideração os custos do combustível, no caso de ser utilizado um grupo gerador convencional. Neste sistema, as fontes de energia eólica e solar complementam-se entre si, sem necessidade de recorrer a um grupo gerador, podendo neste caso, ser obrigatório a utilização de um sistema adicional de armazenamento maior, relativamente aos casos em que se utilizam grupos geradores.

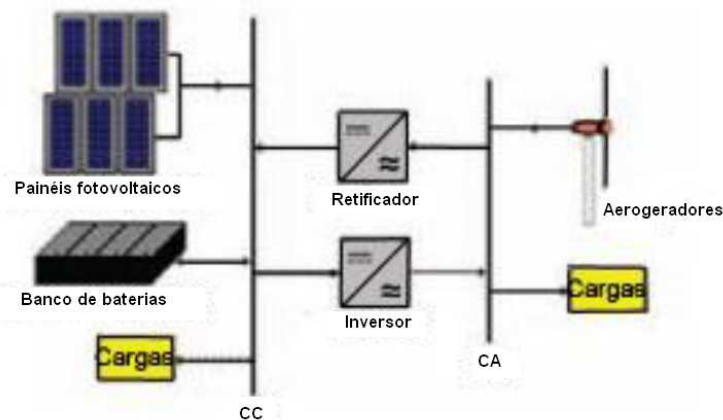


Figura 18 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico [25]

3.5.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO-EÓLICO-DIESEL

O sistema híbrido fotovoltaico-eólico-*diesel*, combina várias fontes de produção de energia, sendo constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, eólicos e um grupo *diesel*. A figura 19 apresenta um diagrama de blocos deste sistema.

Comparativamente aos outros sistemas abordados, este opera de forma similar aos mesmos, mas tem a vantagem de agregar duas fontes de origem renovável, permitindo uma redução do consumo e custos associados ao combustível. O referido sistema permite reduzir as emissões poluentes resultantes da queima do combustível, bem como o aumento da fiabilidade do sistema de produção de energia. Este tipo de sistema desenvolveu-se após uma série de bons resultados de desempenho obtidos nos sistemas fotovoltaico-*diesel* e eólico-*diesel*.

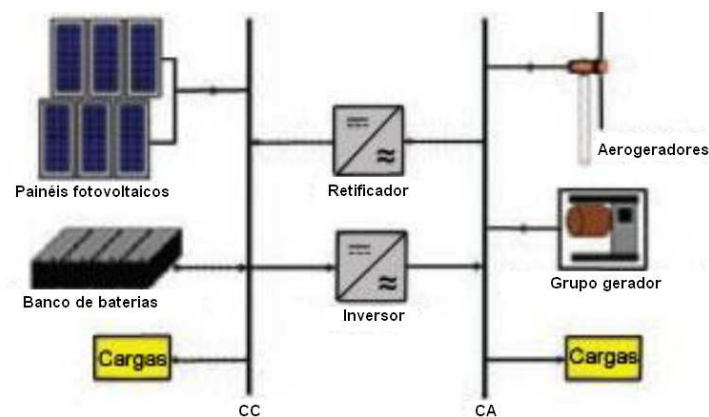


Figura 19 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-*diesel* [25]

3.6. CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS HÍBRIDOS [25]

Os sistemas híbridos isolados são sistemas utilizados para alimentar um conjunto de cargas específicas, sem ligação à rede de distribuição de energia elétrica. Com o decorrer dos anos, a utilização destes sistemas para fornecer energia em locais remotos, sem acesso à rede elétrica de energia, tornou-se cada vez mais uma alternativa em vários países. Na maioria dos locais isolados, eram utilizados apenas grupos geradores para fornecer energia elétrica no respetivo local, que apresentavam vários problemas a nível ambiental e na operação e manutenção dos mesmos. Nestes sistemas é necessário a utilização de um sistema de armazenamento, para anular os períodos em que não exista disponibilidade de fontes renováveis no local, neste caso sol ou vento.

Em relação às capacidades nominais instaladas para os sistemas híbridos no mundo, apresenta-se na tabela 2 uma classificação para estes sistemas.

Tabela 2 Classificação dos sistemas híbridos quanto ao porte [25]

Sistema híbrido	Capacidade instalada
Micro	< 1 kW
Pequeno	1 kW < Capacidade < 100 kW
Médio	100 kW < Capacidade < 1000 kW
Grande porte	>1000 kW

Os sistemas híbridos interligados à rede entregam toda a energia produzida ou o seu excesso a uma rede de distribuição elétrica de pequeno, médio ou grande porte. A energia produzida é vendida de acordo com a legislação estipulada por cada país. Quando a energia produzida pelo sistema não for suficiente para alimentar as instalações para a qual foi dimensionada, existe a possibilidade de poder ser comprada à rede.

4. ENERGIA EÓLICA

4.1. HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA

O termo eólico advém do latim *aeolicus*, pertencente ou relativo a Éolo, Deus dos ventos na mitologia grega [31].

Não existem dados concretos relativamente ao momento na história em que foi descoberto a energia eólica, porém, é possível evidenciar alguns períodos com uma maior utilização deste tipo de energia. As primeiras utilizações do vento surgiram no Egito em 5.000 a.C. até 200 a.C., para impulsionar os barcos ao longo do rio Nilo. Na mesma época emergiram na China moinhos de vento para bombeamento de água do solo, e na Pérsia e no Médio Oriente surgiam moinhos de vento com eixo vertical para moagem de grãos de milho e trigo. Mais tarde, os Holandeses adaptaram o moinho de vento para drenar os lagos [32].

No final do século XIX, os colonos proporcionaram que esta tecnologia fosse conhecida pelo Mundo, começando a utilizar os moinhos de vento para bombear água em quintas, vindo mais tarde a ser utilizada para produzir eletricidade para residências e indústrias. Na altura da industrialização em todo o Mundo, denotou-se um declínio da utilização dos moinhos de vento, surgindo o motor a vapor que era utilizado para bombear a água. Todavia a industrialização provocou um desenvolvimento dos moinhos de vento para produção de eletricidade [32][33]. Em 1887 e 1890, nos Estados Unidos da América (EUA) surgiram estudos sobre a energia eólica, construindo nessa altura *Charles Francis*

Brush, um aerogerador para produzir eletricidade para a sua residência e o laboratório [31]. Atualmente, designado por turbinas eólicas, estes equipamentos apareceram e desenvolveram-se na Dinamarca em 1890. Na década de 1940, apareceu nos EUA a maior turbina para produção de eletricidade para a rede elétrica de energia [32][33].

Ao longo dos anos seguintes, vários países foram desenvolvendo e construindo turbinas eólicas, tais como, a Alemanha, França, EUA, Suécia e Grã-Bretanha [34]. A utilização da energia eólica, esteve sempre associada às oscilações dos preços dos combustíveis fósseis. Na década de 1970, com o aumento do preço dos combustíveis fósseis verificou-se um interesse pelas turbinas eólicas a nível mundial [35].

Após o ano de 1980, a tecnologia das turbinas eólicas comerciais evoluiu rapidamente, dos 25 kW em pequenos geradores de vento para potências superiores a 50 kW. Verificou-se um enorme desenvolvimento tecnológico da energia eólica até ao presente, com aumento da capacidade de produção, aumento do tamanho das turbinas e desenvolvimento de novas técnicas de construção dos aerogeradores [35].

Hoje em dia, a energia eólica é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, evidenciada por uma tecnologia amadurecida [36].

4.2. O VENTO E AS SUAS CARACTERÍSTICAS

Os ventos são causados por variações de pressão atmosférica, resultantes de diferenças de aquecimento solar ao longo da superfície da terra [36]. O vento é resultante de massas de ar em movimento na atmosfera terrestre, originado pelo aquecimento provocado pela radiação solar incidente e o movimento de rotação da Terra. A soma destes dois fenómenos, origina o movimento de massas de ar, formando os ventos. O ar nas regiões próximas do Equador, torna-se mais quente do que na zona dos polos, devido à superfície terrestre ser aquecida pelos raios do sol. O ar frio na zona dos polos é mais denso, e tende a movimentar-se em direção ao Equador, em contrapartida o ar quente eleva-se na atmosfera causando as massas de ar [25]. O ar quente sobe através da atmosfera, espalhando-se de seguida pelos polos Norte e Sul. As deslocações do ar nas regiões próximas do Equador, causa zonas de baixa pressão, sendo estas zonas preenchidas por ar frio proveniente dos polos Norte e Sul [25].

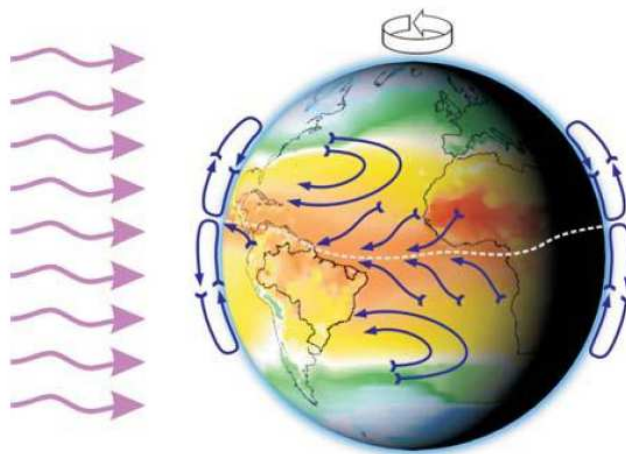


Figura 20 – Movimentos de formação dos ventos [37]

4.2.1. RECURSO EÓLICO

As velocidades do vento são dados de extrema importância, na avaliação do potencial eólico de um determinado local. Como as velocidades do vento apresentam um carácter instável, torna-se complexo determinar um valor médio da velocidade para quantificar a energia que a turbina eólica é capaz de produzir [37].

Sendo o recurso eólico um elemento importante na determinação do desempenho da turbina, pode ser identificado e avaliado utilizando-se mapas eólicos e topográficos, dados meteorológicos e observações visuais. É essencial salientar, que esses procedimentos são meramente informativos sobre o potencial eólico num determinado local, sendo necessário avaliações cautelosas [25].

O período mínimo considerado para medições das velocidades do vento para caracterizar o recurso eólico deverá ser um ano. A velocidade do vento tem uma variação de ano para ano, sendo por isso os dados mais fiáveis consoante maior for o tempo de medição [37].

Atualmente, encontram-se disponíveis para consulta os mapas de recurso eólico para alguns países, identificando os locais com maior e menor probabilidade de ocorrência de ventos a uma determinada altura [25].

A figura 21, apresenta um panorama geral do recurso eólico na Europa Ocidental, expresso em termos de velocidade (m/s) e densidade de potência (W/m^2) médias anuais, a uma altura de 50 metros. Esses dados foram obtidos a partir de determinadas estações meteorológicas, tendo em conta os efeitos de topografia do local [36].

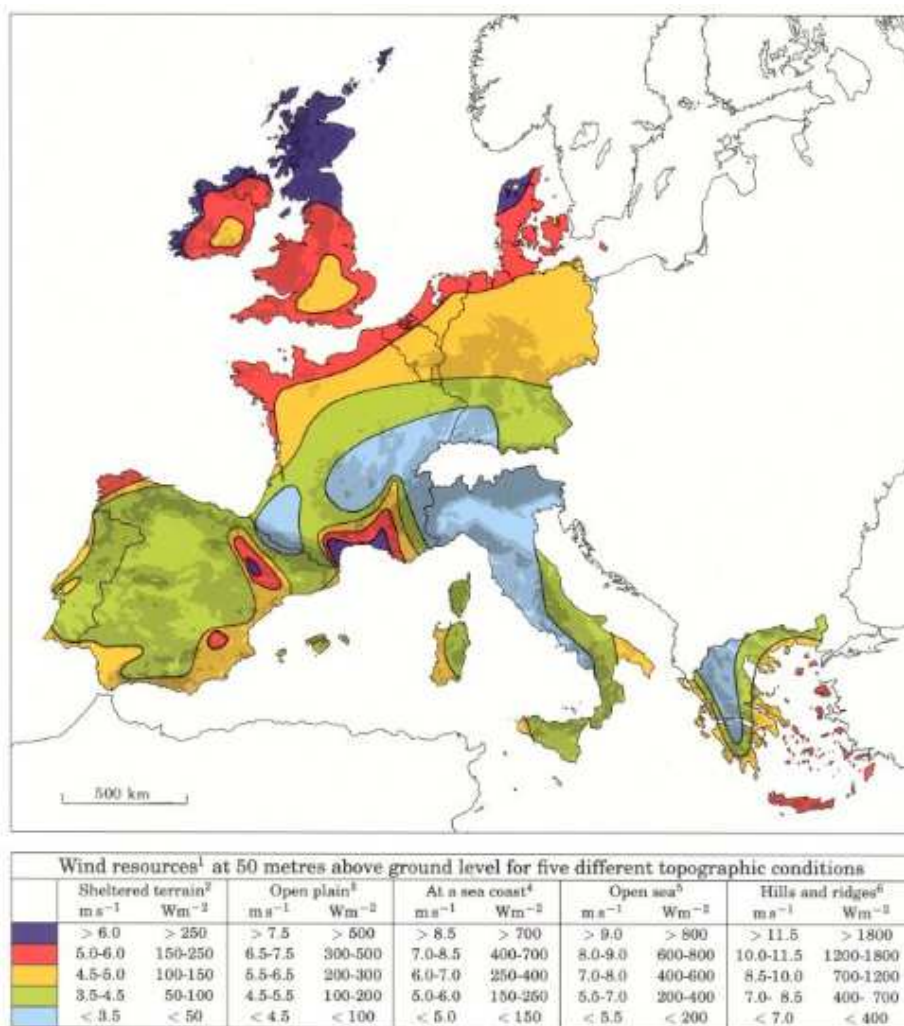


Figura 21 – Atlas Europeu do vento [39]

Observando a figura 21, nas regiões do norte da Europa é onde se encontram as regiões mais ventosas, destacando o Reino Unido e a costa norte, ilustrado com as cores roxo e vermelho. No Sul de França e o Norte de Itália, são as regiões menos ventosas ilustrado com a cor azul. Em Portugal Continental, as regiões são representadas com a cor verde na sua maioria, com uns pequenos locais na faixa costeira a Oeste e Sul da cor de laranja.

4.2.2. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

Para avaliar as variações da velocidade do vento num determinado local, recorre-se a uma observação dos dados climáticos durante um período de tempo, usando uma função de densidade de probabilidade para descrever as velocidades do vento e posteriormente prever uma produção de energia [37].

Existem várias distribuições probabilísticas para descrever o perfil de ventos, mas o modelo de distribuição normalmente mais adequado é o de *Weibull*. A distribuição de *Rayleigh* é definida como sendo uma redução da distribuição de *Weibull* para um valor de $k=2$. A aplicação da distribuição de *Rayleigh* acontece apenas na fase em que não se dispõem de dados experimentais e se pretende caracterizar um local [36].

A função matemática da função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada pela equação (4.1) [36].

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left[\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right]\right\} \quad (4.1)$$

Em que, \bar{u} é a velocidade média do vento, k é um parâmetro de forma e c é um parâmetro de escala.

A distribuição de *Weibull* possui dois parâmetros, o de forma que não tem dimensões e indica o formato da curva *Weibull*, e o parâmetro de escala que está relacionado com o valor da velocidade média. A figura 22, ilustra a influência do parâmetro de forma (k) na curva de distribuição para um determinado valor de escala (c).

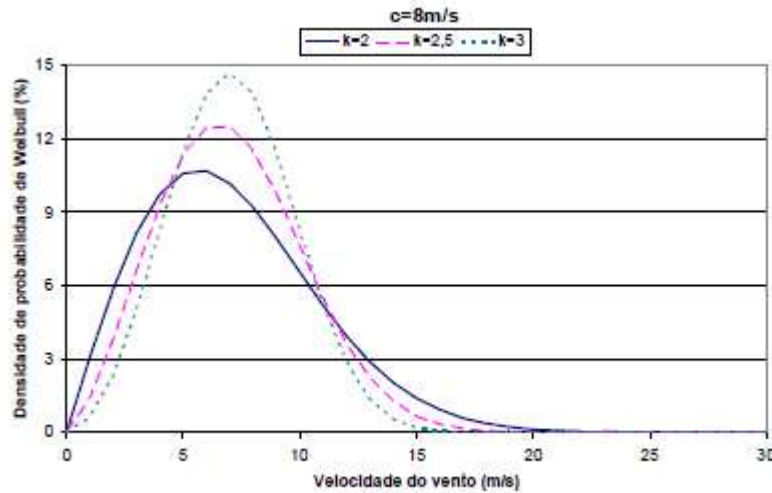


Figura 22 – Influência do parâmetro k na curva de distribuição de *Weibull* [36]

Na figura 22 observa-se que o factor de forma (k) influencia particularmente o desvio padrão, diminuindo acentuadamente quando o valor de k se aproxima do valor de c . Para um valor do parâmetro c igual, o aumento do valor de k implica um aumento ligeiro na velocidade média anual [36].

A figura 23 ilustra a influência do valor de escala na curva de distribuição para um determinado parâmetro de forma (k).

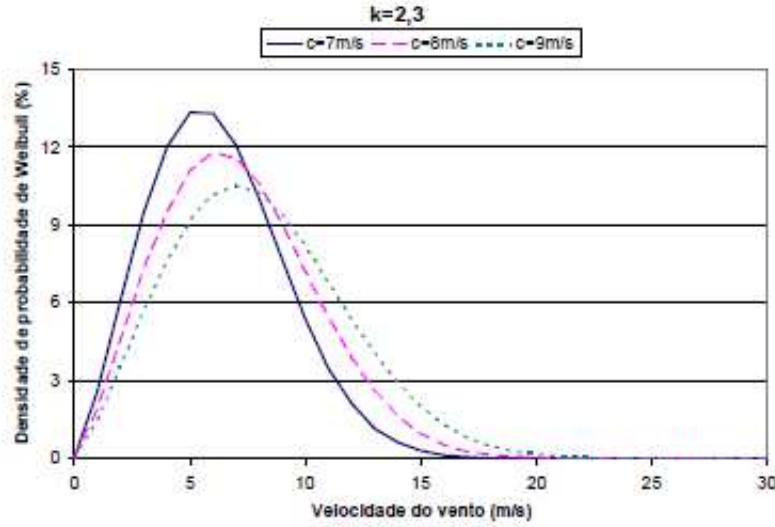


Figura 23 – Influência do parâmetro c na curva de distribuição de Weibull [36]

Verifica-se que o valor c influencia particularmente a velocidade média anual, aumentando à medida que esse valor aumenta. Contudo, com um aumento do valor de c o desvio padrão também aumenta, amplificando a dispersão da distribuição de Weibull [36].

A velocidade média anual do vento pode ser calculada através da equação (4.2), onde os parâmetros c e k estão relacionados com as características da velocidade do vento e com a variância através da função *Gamma* (Γ) [36].

$$\bar{u}_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.2)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (4.3)$$

Em que, a função *Gamma* é descrita por: $\Gamma(x) = \int_0^{+\infty} t^{x-1} e^{-t} dt$ ($x > 0$)

A função de probabilidade acumulada de Weibull $F(\bar{u})$, é a probabilidade da velocidade média do vento exceder o valor de \bar{u} , é apresentada na equação (4.4) [36].

$$F(\bar{u}) = e^{\left\{-\left[\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right]\right\}} \quad (4.4)$$

É relacionada com a função densidade de probabilidade de *Weibull* $F(\bar{u})$, da seguinte forma [36]:

$$F(\bar{u}) = 1 - \int_{-\infty}^{u_0} f(\bar{u}) d\bar{u} \quad (4.5)$$

4.2.3. VARIAÇÃO DA VELOCIDADE COM A ALTURA

Na instalação de uma única turbina, ou de um parque eólico num determinado local é necessário a caracterização do recurso eólico, realizando medições em diversos pontos do local durante um determinado período, normalmente um ano. Para a recolha dos dados do vento, são utilizados instrumentos específicos para essa medição, nomeadamente anemómetros e sensores de direcção. A velocidade do vento é medida com o anemómetro, vulgarmente com três ou quatro copos, mas existem vários tipos deste instrumento. É importante que o equipamento de medição esteja bem exposto a todas as direcções do vento e suficientemente alto de forma a evitar os obstáculos. Fundamentalmente, a medição do vento deve ser efetuada a uma altura próxima a que irá ser colocado o rotor da turbina. Se tal não for possível, é necessário ajustar os valores da velocidade do vento medidos para uma altura de interesse. Isto pode ser feito usando a lei logarítmica de *Prandtl*, que pressupõe que a velocidade do vento é proporcional ao logaritmo da altura acima do solo [36].

A modelação do perfil logarítmico é definido com a utilização da constante de *Von Karman* e o comprimento de rugosidade do solo (z_0), cujos valores típicos estão apresentados na tabela 3. A rugosidade da superfície nunca se apresenta perfeitamente lisa, sendo caracterizada pelo comprimento de rugosidade do solo [39]. Os valores de z_0 podem variar conforme a direcção do vento e com as estações do ano, devendo por isso ser aplicado de modo criterioso [36].

Tabela 3 Valores típicos do comprimento de rugosidade do solo [36]

Tipo de terreno	Mínimo z_0 (m)	Máximo z_0 (m)
Lama/gelo	1×10^{-5}	3×10^{-5}
Mar calmo	2×10^{-4}	3×10^{-4}
Areia	2×10^{-4}	1×10^{-3}
Neve	1×10^{-3}	6×10^{-3}
Campo de cereais	1×10^{-3}	1×10^{-2}
Relva baixa/estepes	1×10^{-2}	4×10^{-2}
Descampados	2×10^{-2}	3×10^{-2}
Relva alta	4×10^{-2}	1×10^{-1}
Terreno com árvores	1×10^{-1}	3×10^{-1}
Floresta	1×10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

Determinando o comprimento característico da rugosidade do solo e tendo o vento um perfil logarítmico como o da figura 24, é possível obter a velocidade média do vento para diversas alturas a partir da altura de referência [39].

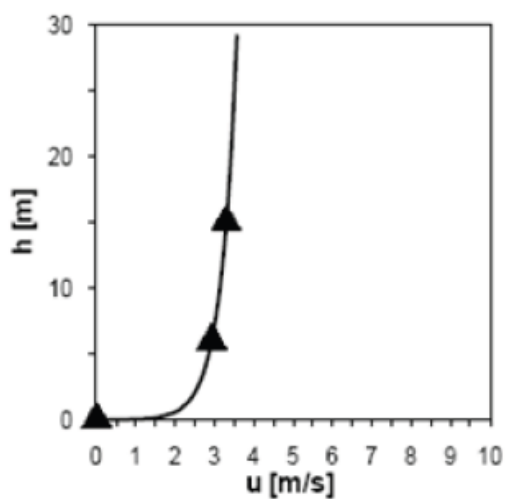


Figura 24 – Variação da velocidade do vento com a altura [39]

A equação utilizada para calcular a velocidade do vento a diversas alturas é descrita pela equação (4.6), contemplando a rugosidade do solo em cada expressão logarítmica das alturas de referência e a pretendida [39].

$$\frac{\bar{u}(Z)}{\bar{u}(Z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (4.6)$$

Em que $\bar{u}(Z)$ é a velocidade à altura pretendida, $\bar{u}(Z_R)$ é a velocidade média à altura de referência, Z é a altura pretendida, Z_R é a altura de referência e o Z_0 é o valor para o comprimento da rugosidade do solo.

Com a utilização da equação (4.6), é possível converter os valores da velocidade do vento medidos a uma altura de referência, para a altura pretendida da colocação do rotor de um aerogerador [40].

4.2.4. FATORES QUE INFLUENCIAM O VENTO

A velocidade do vento pode variar significativamente num determinado local, considerando todos os parâmetros que influenciam as condições do vento no local, onde se pretende instalar os aerogeradores para aproveitamento da energia eólica [36][41]. Destacam-se de seguida os principais fatores que influenciam o regime dos ventos.

Rugosidade: Apenas a partir dos mil metros de altura, é que a superfície da terra deixa de ter influência significativa sobre o vento. Nas camadas inferiores, a velocidade do vento é afetada pela fricção com a superfície da terra. Quanto maior for a rugosidade do terreno, maior é o abrandamento do vento. Por exemplo, um bosque ou uma grande cidade abrandam muito o vento, com uma classe de rugosidade de 3 a 4 (classificação de rugosidade utilizada pela indústria eólica), enquanto uma pista de aeroporto ou uma planície tem um efeito reduzido no abrandamento do vento, com uma classe de 0,5 a 1, tendo a superfície de um lago ou do mar influência nula, com classe 0 [42].

Variabilidade do vento: O conteúdo energético da velocidade do vento, varia continuamente devido à mesma estar sempre a flutuar. A magnitude destas flutuações depende das condições climáticas e locais. A produção energética da turbina depende dessas variações, no entanto pequenas variações rápidas podem ser compensadas pela inércia do rotor. Numa grande parte dos locais do planeta, o vento é mais intenso durante o dia que durante a noite, devido às diferenças de temperatura entre a superfície do mar e a

superfície da terra. No entanto, o vento é mais turbulento e com variações de sentido durante o dia [42].

Turbulência: A turbulência pode estar associada a fenómenos naturais como tempestades de vento, com rajadas de vento em diversas direções, ou em áreas com uma superfície de elevada rugosidade, bem como por detrás de obstáculos. A turbulência reduz a possibilidade de utilizar o vento de forma efetiva num aerogerador, aumentando o desgaste e as ruturas. As torres eólicas são instaladas a uma altura suficientemente alta, de forma a evitar as turbulências do vento que ocorrem ao nível do solo [42].

Obstáculos: São obstáculos ao vento, os edifícios, árvores, formações rochosas, etc. Estes podem diminuir a velocidade do vento de forma significativamente e criar turbulência ao seu redor. A grande parte da turbulência é criada atrás dos obstáculos, podendo propagar-se até três vezes a dimensão do objeto. Pelo que é de evitar, a existência de turbinas eólicas perto de grandes obstáculos, em particular nas direções do vento dominante [42].

Efeito de esteira: O vento que abandona a turbina tem um conteúdo energético inferior ao do vento que aborda a turbina, criando um "abrigo" na direção a favor do vento. Na parte de trás da turbina, forma-se uma esteira de vento muito turbulento e com velocidade reduzida em comparação com o vento incidente. Nos parques eólicos, a colocação das turbinas tem de ser efetuada de forma criteriosa, de forma a evitar a turbulência em redor das turbinas. O espaçamento entre as turbinas é usualmente realizado com uma distância de três diâmetros do rotor entre cada turbina, sendo este valor superior nas direções dos ventos dominantes [42].

Efeito do parque: Como referido no efeito de esteira, cada turbina irá reduzir a velocidade do vento ao extrair energia deste. Os custos do terreno e a ligação à rede, são os principais obstáculos à separação entre as turbinas na direção do vento dominante, sendo aconselhado instalar as turbinas o mais próximo possível umas das outras. No entanto, com a intenção de reduzir o efeito de esteira no parque, o espaçamento entre as turbinas eólicas é de cinco a nove diâmetros do rotor na direção dos ventos e de três a cinco diâmetros na direção perpendicular ao vento. As perdas típicas da energia devido ao efeito de esteira é de cerca de 5% [42].

Efeito túnel: A velocidade do vento cresce consideravelmente entre dois edifícios altos ou numa passagem estreita entre duas montanhas, sendo este efeito, denominado de "efeito túnel". A colocação de uma turbina entre duas colinas pode ser vantajosa, contudo, se

forem colinas acidentadas podem existir efeitos de turbulência que anula o efeito túnel e criam problemas de fadiga nos materiais [42].

Efeito colina: Normalmente, as turbinas eólicas são instaladas no topo de colinas, visto que, a velocidade do vento nestes locais é superior à de outros sítios. Isto deve-se à compressão que o vento sofre na zona onde sopra, voltando a expandir-se pela ladeira a sotavento da colina, quando chega ao topo da colina. Quando a colina é muito acidentada, a vantagem do efeito de colina pode ser anulada pela criação de uma turbulência significativa [42].

Condições marítimas: A rugosidade do mar apresenta valores baixos, e o vento é normalmente menos turbulento do que em terra. Os obstáculos à deslocação do vento nestas condições são poucos, devendo ser considerados para cálculos as ilhas e faróis. Com a rugosidade reduzida, obtém-se um perfil de velocidades do vento mais estável, sofrendo poucas variações em altura. Assim, não é necessário instalar turbinas eólicas elevadas como ocorre em *onshore* [42].

4.3. COMPONENTES DE UM AEROGERADOR

O aerogerador é o componente do sistema eólico responsável pelo aproveitamento da energia cinética dos ventos, utilizando as pás para transformar a energia mecânica em energia elétrica. Um aerogerador tem como função, extrair o máximo de energia mecânica do vento e converte-la com o mínimo de perdas em energia elétrica [36].

Os aerogeradores são constituídos fundamentalmente por uma torre de suporte, um rotor em que se encontram acopladas as pás, uma cabine no qual se encontra o gerador e outros dispositivos no seu interior, bem como, anemómetros e sensores de direção no exterior desta [36]. Na figura 25, são apresentados os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal.

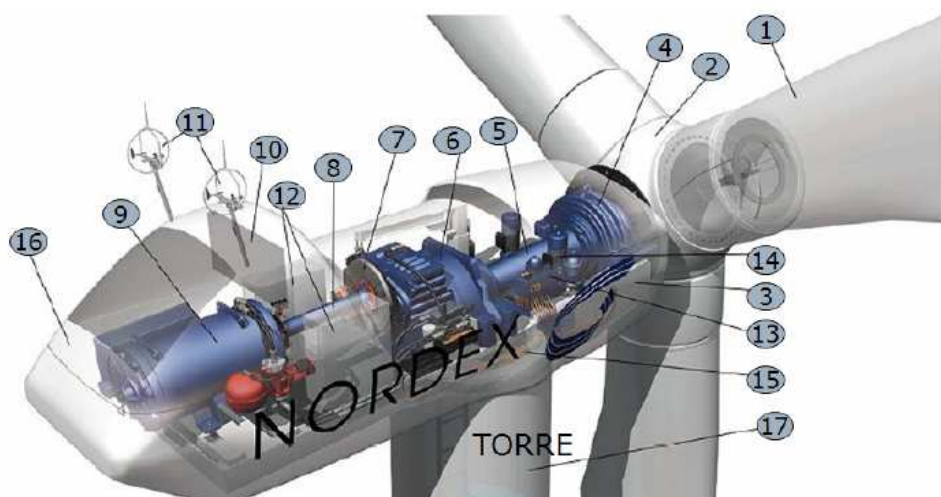


Figura 25 – Componentes de um aerogerador [39]

Legenda:

1-pás do rotor 2-cubo do rotor 3-cabina 4-chumaceira do rotor 5-veio do rotor 6-caixa de velocidades 7-travão de disco 8-veio do gerador 9-gerador 10-radiador de arrefecimento 11-anemómetro e sensor de direcção 12-sistema de controlo 13-sistema hidráulico 14-mecanismo de orientação direccional 15-chumaceira do mecanismo de orientação direccional 16-cobertura da cabina 17-torre

De seguida, serão apresentados mais pormenorizadamente alguns dos principais componentes de uma turbina eólica:

Torre: A torre suporta a cabina (*nacele*) e posiciona o rotor a uma elevada altura, em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que no solo. É uma estrutura de grande porte com mais de 70m de altura, com o objetivo de suportar determinadas cargas e resistir à exposição das condições climáticas. Geralmente, são do tipo tubular construídas em aço ou em betão em diversos troços montados no local, com a ajuda de uma grua. Os fabricantes constroem também torres do tipo entrelaçadas, em que as fundações são mais ligeiras, tendo custos reduzidos e o efeito de sombra da torre é atenuado. Porém, este tipo de torre tem sido abandonada, devido às questões do seu impacto visual [36].

Rotor: O rotor de uma turbina é o componente utilizado para converter a energia cinética do vento em energia mecânica. É definido por um determinado número de pás acopladas num eixo central. As pás são fabricadas em madeira laminada ou em fibra de vidro, sendo

utilizado em algumas aplicações a fibra de carbono, embora, o seu preço elevado é um obstáculo à sua utilização. O eixo central geralmente é fabricado em aço onde são acopladas as pás. As pás são caracterizadas pela sua forma e ângulo de ataque em relação à direção do vento, inspiradas na tecnologia das asas dos aviões. O rotor pode ser colocado a montante ou a jusante da torre, em relação à superfície de ataque do vento. A opção *upwind* é onde o vento aborda as pás pela frente. A opção *downwind* é onde o vento aborda as pás por trás, permitindo o alinhamento do rotor na direção do vento [36].

Cabina: A cabina tem alojados no seu interior diversos componentes, que permitem a transformação da energia mecânica do rotor em energia elétrica. Destes equipamentos, destacam-se o gerador, o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), a chumaceira e o mecanismo de orientação direcional. No exterior da cabina, encontram-se os anemómetros e os sensores de direção que facilitam a informação da direção do vento, que é utilizada pelo sistema de controlo [36].

Gerador: O gerador é o componente que converte a energia mecânica no veio de rotação em energia elétrica. Existem dois tipos de geradores que podem ser utilizados, o síncrono ou assíncrono. O gerador mais utilizado nas turbinas eólica é o assíncrono por ser mais flexível, no entanto, o síncrono é menos utilizado por ser mais complexo e não se adaptar bem às variações do vento, bem como apresentar um custo superior [36].

4.4. CLASSIFICAÇÃO DOS AEROGERADORES

Os aerogeradores podem ser distinguidos de acordo com a orientação do eixo de rotação do rotor em relação ao vento. Conforme a orientação do eixo, as turbinas podem ser de eixo horizontal ou vertical. Serão descritos detalhadamente estes dois tipos de orientação do eixo nos pontos 4.4.1 e 4.4.2.

4.4.1. AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL

Os aerogeradores de eixo horizontal em operação comercial são os mais comuns, e possuem o eixo de rotação perpendicular com escoamento horizontal do vento [25][36]. Em relação à direção do vento incidente, estes podem operar com o rotor à frente da torre (*upwind*) ou atrás da torre (*downwind*), ver figura 26. Os rotores mais utilizados são os

upwind, porque a torre não se torna um obstáculo ao fluxo do vento e apesar de necessitar de um mecanismo de orientação ao vento, estes são mais eficientes [25].

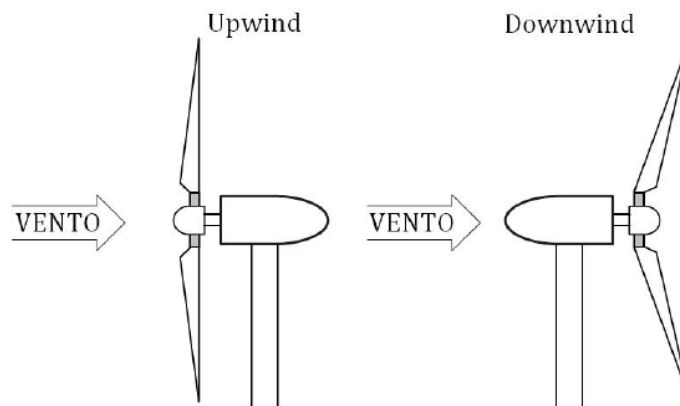


Figura 26 – Direção do vento em aerogeradores *upwind* e *downwind* [37]

Existem rotores com duas, três ou mais pás (figura 27). Atualmente, os aerogeradores mais utilizados para produção de energia elétrica são os de eixo horizontal constituídos por três pás, por se verificar um rendimento superior aos aerogeradores de eixo vertical [25].

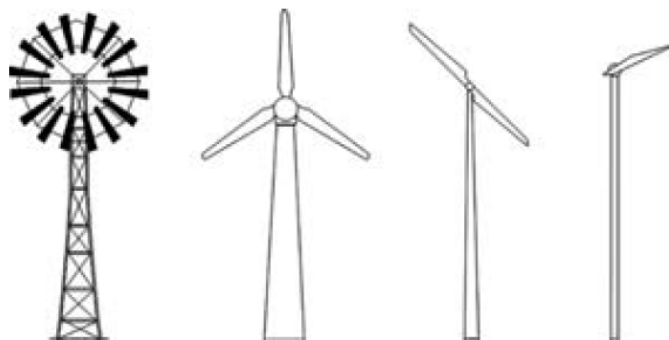


Figura 27 – Aerogeradores de eixo horizontal com várias pás, três pás, duas pás e uma pá [25]

As pás dos aerogeradores são movidas pelas forças aerodinâmicas de sustentação (*lift*) ou de arrasto (*drag*). Ambas as forças, são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento [37]. A força de sustentação é perpendicular à direção do vento, enquanto que, a força de arrasto é paralela à direção do vento [25]. Ou seja, as pás dos aerogeradores impedem o movimento do vento, sofrendo forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação), em conjunto com as forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto) [37]. As forças de sustentação e arrasto podem ser verificadas em ambos os aerogeradores de eixo horizontal e vertical [25].

Os aerogeradores que se movem com forças de sustentação, permitem produzir mais energia do que aqueles que funcionam com forças de arrasto. Os aerogeradores de eixo horizontal, são predominantemente movidos por forças de sustentação, e devem possuir mecanismos capazes de permitir, que a área de varrimento pelas pás se mantenha numa posição perpendicular ao vento [37]. Os aerogeradores que se movem com forças de arrasto, apresentam velocidades reduzidas (inferiores à velocidade do vento) e um baixo rendimento [25].

4.4.2. AEROGERADORES DE EIXO VERTICAL

Os aerogeradores de eixo vertical possuem o eixo de rotação paralelo à direção do vento, não necessitando de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz os esforços resultantes das forças de *Coriolis* [37]. Estes aerogeradores apresentam inconvenientes, tais como, velocidades de vento baixas junto à base, incapacidade de auto-arranque, necessitando de meios exteriores de auxílio, necessidade de utilização de espas de suporte e esforços dinâmicos acrescidos [36].

Os principais tipos de aerogeradores de eixo vertical são o *Darrieus* e *Savonius* (ver figura 28). O engenheiro francês *Georges Darrieus*, patenteou o seu aerogerador de eixo vertical em 1931, e a sua estrutura integra duas ou três pás curvas em forma de "C" [43]. O aerogerador *Savonius*, foi inventado em 1922, pelo engenheiro finlandês *Sigurd Savonius*. Este aerogerador, é constituído por duas ou três pás em forma de colher, com uma forma de "S" na secção transversal [44].

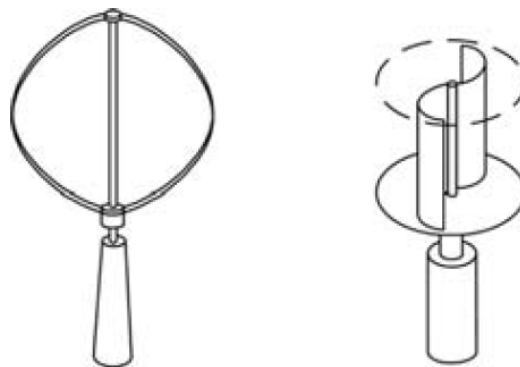


Figura 28 – Aerogeradores de eixo vertical *Darrieus* e *Savonius*, respectivamente [25]

O aerogerador do tipo *Darrieus* opera com a força de sustentação, e apresenta altas velocidades de rotação, em contrapartida, o aerogerador *Savonius* funciona por arrasto e apresenta baixas velocidade de rotação [25].

4.5. CONVERSÃO EÓLICA

4.5.1. POTÊNCIA EÓLICA

Uma massa de ar que se desloca com uma velocidade uniforme e constante, possui uma determinada energia cinética, disponível para a turbina eólica. A energia cinética de uma massa de ar, pode ser calculado através da equação (4.7) [36]:

$$E_c = \frac{1}{2} mu^2 \quad (4.7)$$

A massa de ar, ao atravessar a secção transversal do rotor da turbina (A), desloca uma massa volúmica em que ρ é a massa específica do ar. A potência disponível no vento pode ser calculada através da equação (4.8) [36].

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho Au^3 \quad (4.8)$$

Em que, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$ em condições de pressão e temperatura normais e o $A = \frac{\pi d^2}{4}$ (d -diâmetro do rotor em m/s).

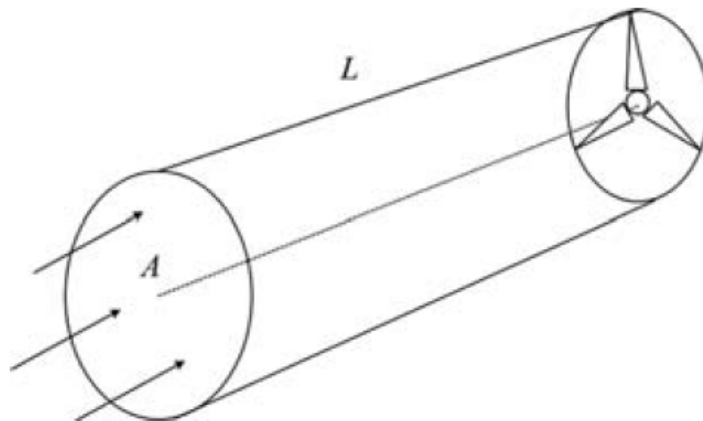


Figura 29 – Fluxo de ar através de uma área transversal A [25]

A potência disponível é demasiado dependente da velocidade do vento, pois quando a velocidade do vento duplica, a potência aumenta até oito vezes, todavia, duplicando a área de varrimento pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Contudo, se a velocidade do vento desce para metade, a potência é reduzida a 12,5%. Isto explica a importância crítica da colocação das turbinas eólicas, em locais com elevadas velocidades de vento, para o sucesso económico dos projetos de energia eólica [36].

A potência teórica disponível no vento é dada pela equação (4.8), no entanto, uma turbina não pode extrair completamente toda a potência disponível no vento, uma vez que, o ar depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com uma velocidade que não seja nula [36].

Albert Betz, concluiu que independentemente da turbina utilizada, apenas 59,3 % da energia cinética do vento é convertida em energia mecânica. Esta teoria, ficou conhecida pela lei de *Betz*, alegando que a massa de ar que aborda uma turbina tem uma determinada velocidade, diminuindo após a energia cinética ser transferida para pás das turbinas. Consequentemente, para se determinar o valor mais rigoroso da potência máxima que pode ser extraída por uma turbina, é utilizado o coeficiente de *Betz* na expressão da potência [36].

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A u^3 C_p \quad (4.9)$$

O coeficiente C_p representa um índice denominado coeficiente de potência, que pode ser definido pela seguinte razão [36]:

$$C_p = \frac{\text{Potência elétrica no eixo}}{\text{Potência disponível}} \quad (4.10)$$

4.5.2. CARACTERÍSTICA ELÉTRICA DO AEROGERADOR

As turbinas eólicas são projetadas para produzirem a máxima potência para uma determinada velocidade do vento. A velocidade nominal do vento, é obtida através da média dos ventos no local, que serve de base para o cálculo da potência nominal da turbina. Uma das características elétricas de um aerogerador é conhecida como a sua curva de potência, que caracteriza a potência elétrica produzida pela turbina para diferentes valores da velocidade do vento [36][39]. A curva de potência é normalmente fornecida

pelo fabricante da turbina. A figura 30, representa uma curva de potência de uma turbina eólica de 660 kW.

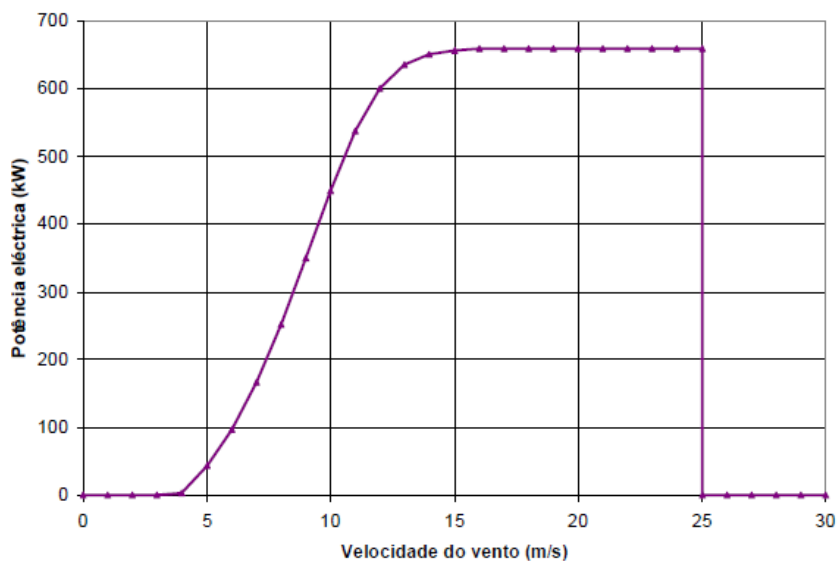


Figura 30 – Curva de potência de um aerogerador de 660 kW [36]

Através da análise da curva de potência da figura 30, podemos verificar que à velocidade de 15 m/s corresponde uma potência de 660 kW, que é a potência máxima da turbina ou potência nominal.

Podemos constatar neste tipo de turbina, que para pequenas velocidades (0 a 4 m/s), a potência de saída da turbina é zero, visto que, não existe energia cinética suficiente para fazer movimentar o rotor da turbina. A turbina só começa a funcionar a partir de uma determinada velocidade, denominada de velocidade arranque (*cut-in*) e interrompe o seu funcionamento, a uma determinada velocidade por razões de segurança (25 a 30 m/s), denominada de velocidade de corte (*cut-out*) [45], sendo geralmente, estes parâmetros fornecidos na ficha técnica do fabricante.

4.5.3. ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA

A energia elétrica que uma turbina consegue produzir depende da sua potência e da distribuição das velocidades do vento no local.

Obtida a representação do perfil de ventos no local em que se pretende instalar uma turbina eólica, o valor esperado para energia elétrica produzida anualmente é dado pela equação (4.11) [36].

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{m\acute{a}x}} f(\bar{u})P_e(\bar{u})d\bar{u} \quad (4.11)$$

Em que, o valor de 8.760 corresponde ao número de horas de um ano, $f(\bar{u})$ é a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $P_e(\bar{u})$ é a característica elétrica da turbina, u_0 é a velocidade de *cut-in* e $u_{m\acute{a}x}$ é a velocidade de *cut-out*.

Caso o perfil de ventos seja dado por um distribuição discreta, para calcular a energia produzida utiliza-se a seguinte equação [36]:

$$E_a = 8760 \sum_{u_0}^{u_{m\acute{a}x}} f(\bar{u})P_e(\bar{u}) \quad (4.12)$$

A energia produzida pode ser obtida multiplicando o número de horas do ano pela soma da distribuição das velocidades do vento e a curva de potência da turbina.

4.6. CONTROLO DE POTÊNCIA

4.6.1. POR CONTROLO DO ÂNGULO DE PASSO DAS PÁS (*PITCH CONTROLLED*)

O controlo de passo das pás, é um sistema que roda as pás do rotor em torno do seu eixo longitudinal, mudando o seu ângulo de passo, com a finalidade de reduzir o ângulo de ataque, sempre que a potência nominal do aerogerador é ultrapassada, com o aumento da velocidade do vento [39]. Na figura 31, está ilustrado o ângulo de passo e ataque numa pá da turbina. Com velocidades do vento inferiores à velocidade nominal, o ângulo de passo é mantido no valor zero, permanecendo o controlo inativo. As vantagens da variação do ângulo de passo, é o controlo mais eficaz de potência, para as diversas variações de velocidade do vento, permitindo a redução dos esforços nas pás resultantes dos ventos muito fortes, e permitindo que o processo de arranque e paragem seja auxiliado [36][39].

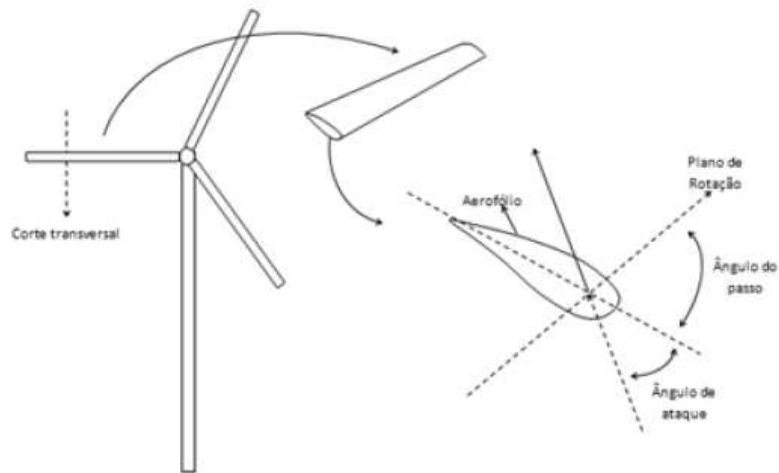


Figura 31 – Ângulo de passo e ataque [39]

4.6.2. POR AERODINÂMICA (*STALL REGULATION*)

O método de controlo *stall* é um sistema de controlo passivo, simples e robusto, em que as pás do rotor são fixas no ângulo de passo. O controlo passivo atua automaticamente, quando ocorrerem velocidades elevadas de vento, através do efeito aerodinâmico das pás. O ângulo de passo fixo, é escolhido de modo que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, as forças de sustentação e as forças de arrasto sejam reduzidas e aumentadas, respetivamente, de modo que, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor se afaste da superfície da pá. Comparativamente ao controlo de passo, no controlo de *stall*, a potência é reduzida antes de efetuar o corte da turbina, devido ao efeito do controlo aerodinâmico, e a potência permanece constante até a velocidade do vento ser superior à nominal [39]. Na figura 32, está ilustrado as forças de arrasto e sustentação numa pá da turbina.

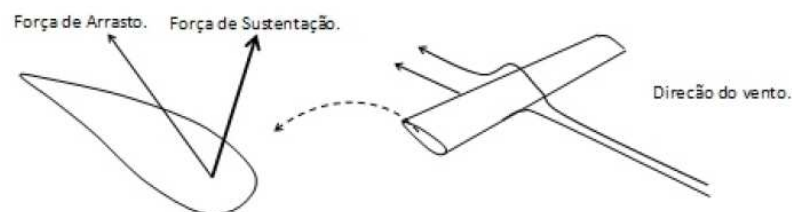


Figura 32 – Forças de arrasto e sustentação [39]

5. ENERGIA FOTOVOLTAICA

5.1. RADIAÇÃO SOLAR

O Sol fornece energia à Terra na forma de radiação. No interior do Sol ocorre uma reação de fusão, em que os núcleos de hidrogénio transformam-se em núcleos de hélio, transformando a maior parte desta massa em energia. No entanto, apenas uma parte da quantidade da radiação solar emitida atinge a superfície, devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano. A quantidade de energia que atinge a superfície da Terra proveniente do Sol é de, aproximadamente, dez mil vezes o consumo global de energia. Assim, para satisfazer as necessidades energéticas da humanidade bastaria utilizarmos 0,01% desta energia [46].

A radiação solar extraterrestre depende da distância entre o Sol e a Terra. Esta distância pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km, no decorrer do ano. A irradiância pode variar entre $1,325 \text{ W/m}^2$ e $1,412 \text{ W/m}^2$, devido a este facto. Sendo designado por constante solar (E_0) o seu valor médio 1.367 W/m^2 [46].

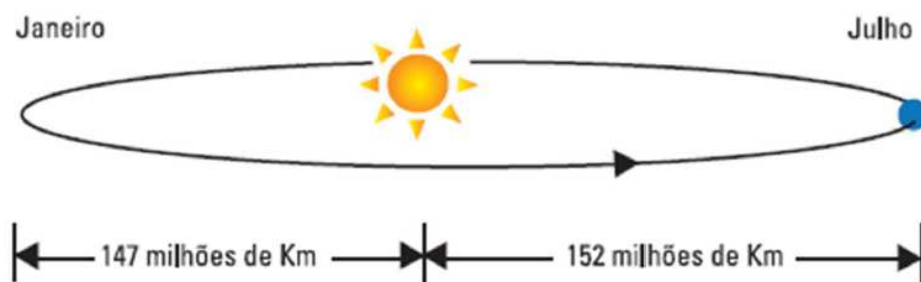


Figura 33 – Distância do Sol à Terra [47]

Apenas uma parte da quantidade de energia emitida pelo Sol atinge a superfície da Terra, sendo reduzida pela atmosfera, através de fenómenos de reflexão, absorção (ozono, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de irradiância na Terra é de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climatéricas e independente da localização. A quantidade total da radiação solar que incide na superfície da Terra, é denominada de irradiação global anual, medida em kWh/m^2 no período de um ano. A irradiação global anual varia de acordo com a região demográfica [46].

É possível calcular a energia elétrica que se pode converter de um sistema fotovoltaico fixo, através do valor da irradiação solar incidente num plano orientado na direção do equador e com uma inclinação igual à latitude local. Na figura 34, é apresentado o mapa Europeu da irradiação média anual nos diversos países. A quantidade de energia produtível encontra-se detalhada no mapa por cada país, sendo fundamental para avaliar o potencial de radiação em cada local, e útil para os profissionais envolvidos no desenvolvimentos de tecnologias para obter eletricidade através da energia solar [48].

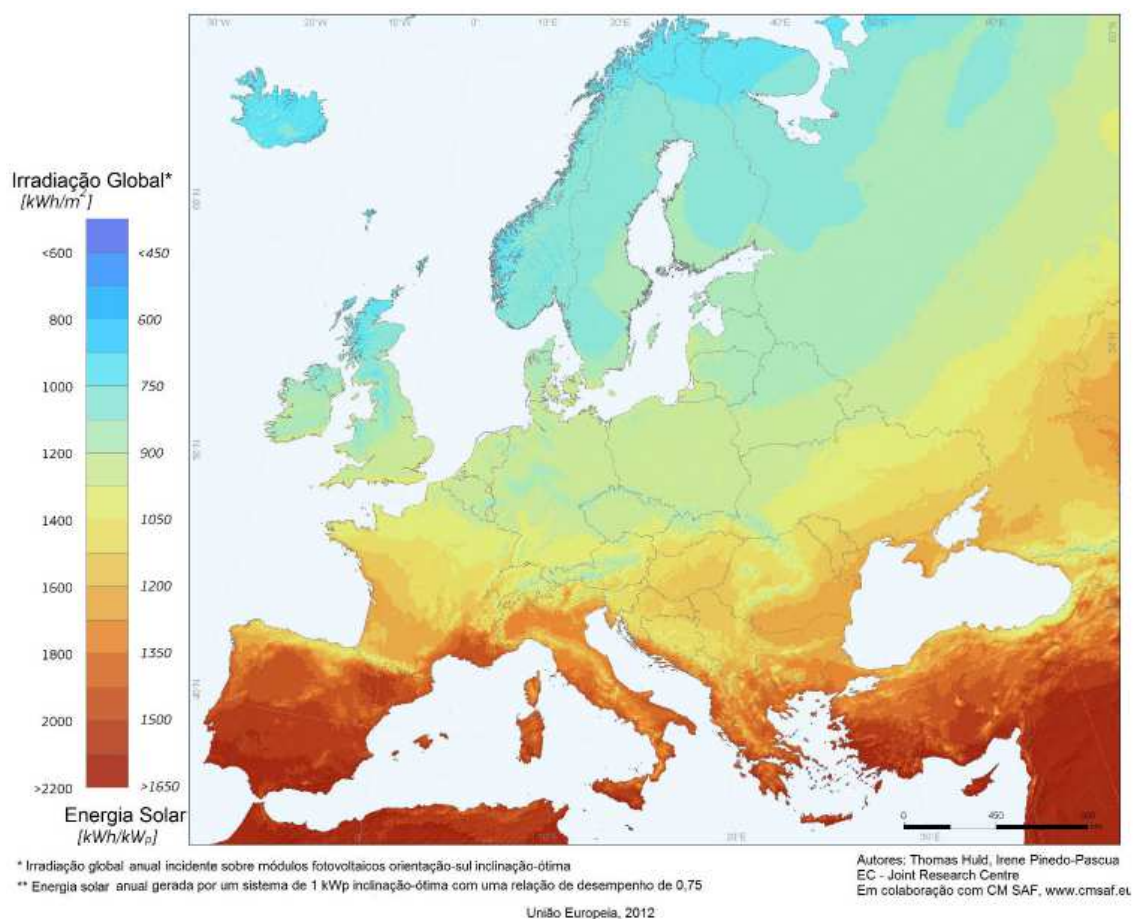


Figura 34 – Radiação solar média anual na Europa [49]

Podemos observar na figura 34, que nos países do Sul da Europa, existe uma maior disponibilidade de irradiação solar do que em relação aos países nórdicos. Alguns países próximos do Equador apresentam irradiação solar anual acima dos 2.200 kWh/m². Apesar do pequeno tamanho do nosso país, observa-se que em todo o território Português, existe uma maior disponibilidade de irradiação solar do que em alguns países no centro da Europa. Em Portugal, o valor da irradiação solar anual varia entre 1.200 kWh/m² e 2.000 kWh/m², desde a zona Norte até ao Sul do país.

5.2. GEOMETRIA SOLAR [48][50]

A Terra realiza uma rotação anual em torno do Sol, descrevendo uma trajetória elíptica. Como a órbita da Terra é elíptica implica uma distância ao Sol que varia ao longo do ano. O seu eixo, em relação à elipse, apresenta uma inclinação de 23,45°. Se juntarmos a essa inclinação, o seu movimento de translação, é provocada uma variação na radiação solar

recebida na Terra, dando origem às estações do ano. No movimento aparente do Sol ao meio dia solar, durante o ano, verifica-se que o ângulo entre os raios e o plano do Equador varia entre $+23,45^\circ$ (solstício de Verão) e $-23,45^\circ$ (solstício de Inverno). Esse ângulo de inclinação é denominado declinação solar (δ), sendo positivo no Norte e negativo a Sul do Equador. No equinócio de Primavera (21 de Março) e no equinócio de Outono (21 de Setembro), os raios solares alinham-se com o plano do Equador sendo a declinação nula ($\delta=0$). Como podemos observar na figura 35, a Terra está mais afastada do Sol durante o solstício de Verão, no dia 4 de Julho (Afélio) com uma distância de $1,52 \times 10^8$ km, estando mais próxima do Sol durante o solstício de Inverno, no dia 3 de Janeiro (Periélio) com uma distância de $1,47 \times 10^8$ km. A distância média entre o Sol e a Terra, tem um valor de $1,49 \times 10^8$ km, equivalente a uma unidade astronômica (UA).

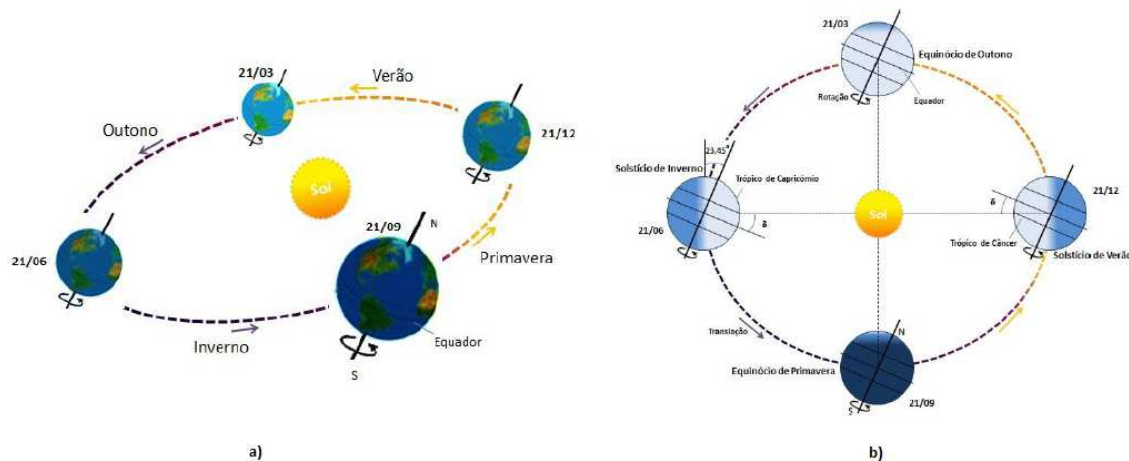


Figura 35 – Componentes da radiação solar [47]

O ângulo de declinação é definido como sendo o ângulo dos raios solares em relação ao plano do equador variando com o dia do ano. A declinação solar pode ser calculada através da equação (5.1).

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (5.1)$$

em que n , é o número do dia do ano ($n=1$ a 365)

Ângulo de zénite solar (θ_z): é o ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical do local.

5.3. COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar que incide na superfície terrestre, distingue-se por radiação direta e difusa. A radiação direta é constituída pelos raios solares que são recebidos diretamente do sol na superfície terrestre. A radiação difusa, por outro lado, é a radiação proveniente dos raios solares não diretos e dispersos pela atmosfera. Estes dependem principalmente das nuvens, sendo muito variáveis no tempo. A radiação refletida (albedo) é a radiação proveniente da reflexão da radiação incidente na superfície, dependendo da composição do terreno. A radiação global é a radiação que incide na superfície da terra, resultante da soma das radiações direta e difusa. Nos dias de céu limpo, é a radiação direta que predomina na superfície da terra. Nos dias de céu nublado, a radiação incidente na superfície é praticamente só a radiação difusa [46].

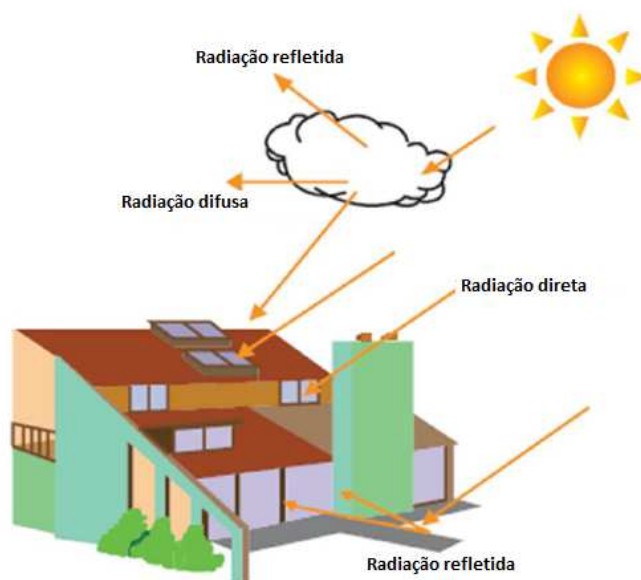


Figura 37 – Componentes da radiação solar [47]

Na figura 37 é apresentado as componentes da radiação direta, difusa e refletida. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa no período de um ano, é de cerca de 40% para os 60% de radiação direta [46].

5.4. BREVE HISTÓRICO DA TECNOLOGIA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Em 1839, o cientista Francês *Edmond Becquerel* descobriu o fenómeno conhecido como efeito fotovoltaico. Através de ensaios com uma célula eletrolítica composta por dois elétrodos de metal colocada numa solução ácida, descobriu que era possível produzir

pequenas quantidades de eletricidade quando esta era exposta à luz. Em 1873, *Willoughby Smith* descobriu a fotocondutividade no selênio, sendo descoberto três anos mais tarde por *William Adams*, que o selênio produzia eletricidade quando exposto à luz. Nos anos seguintes à descoberta de *Adams*, foram efetuadas pesquisas em redor do selênio para produção de células solares, até que em 1904, *Wilhelm Wallwachs* descobriu que uma combinação com o cobre e óxido de cobre era fotossensível. Foram assim realizadas nos anos seguintes pesquisas sobre o efeito fotovoltaico no selênio em óxido de cobre, levando ao desenvolvimento de células solares. Em 1918, o cientista polaco *Jan Czochralski* desenvolveu um processo para produção de silício cristalino que promoveu a era moderna das células solares. Em 1954 *Daryl Chapin*, *Fuller* e *Pearson* dos laboratórios *Bell Telephone* desenvolveram a primeira célula fotovoltaica de silício a ser aplicada em equipamentos elétricos, com uma eficiência de 4%. A primeira grande aplicação das células de silício, foi em aplicações espaciais em 1958, nomeadamente no satélite *Vanguard* para fornecimento de energia ao sistema. As células fotovoltaicas de silício alcançaram em 1960 os 14% de eficiência, aumentando a sua utilização em equipamentos eletrônicos até 1970. Com os avanços da tecnologia, as células solares foram evoluindo, bem como, surgindo outros materiais até aos dias de hoje, como o telureto de cádmio, o silício amorfo, o arseneto de gálio e o disseleneto de cobre e índio [25][51].

5.5. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O elemento básico de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica, que converte a energia solar em corrente contínua, para produção de energia elétrica. As células fotovoltaicas são dispostas e interligadas eletricamente para formar os módulos fotovoltaicos. As tecnologias de células fotovoltaicas podem ser divididas em três categorias. As células de primeira geração, feitas a partir de silício cristalino, englobando as células monocristalinas e policristalinas. As células de segunda geração correspondem às soluções de películas finas aplicadas sobre substratos rígidos. As células de terceira geração consistem nas películas finas a serem aplicadas em substratos flexíveis [25][52][53].

As células de silício monocristalino (m-Si) são as mais utilizadas no mercado fotovoltaico, com uma quota de 35%. Esta tecnologia é a mais antiga e, ao mesmo tempo uma das mais eficientes. As células de silício monocristalino são desenvolvidas a partir de um único

material, resultando numa uniformidade da estrutura molecular ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. Estas células apresentam atualmente um rendimento de cerca 21%, com a possibilidade de chegar aos 24%. As técnicas utilizadas na produção deste tipo de células são complexas, e necessitam de um elevado consumo de energia nos seus processos de fabricação, devido à utilização de materiais no estado puro e com estrutura cristalina. A produção deste tipo de célula torna-se assim dispendiosa, diretamente relacionada com o seu alto custo de produção, tornando-se numa desvantagem [25][53].

As células de silício policristalino (p-Si) são constituídas por um elevado número de cristais em contacto entre si. Este tipo de célula dispõem de uma quota de mercado de 49%, sendo o seu custo de produção inferior, uma vez que não necessita de tanta energia nos processos de fabricação, contudo, apresenta uma eficiência reduzida. O rendimento elétrico encontra-se entre os 11% e 14%, podendo chegar aos 18% em laboratório [25][53].

As células de segunda geração que consistem em películas finas aplicadas sobre substratos rígidos, podendo ser divididas em quatro tipos consoante o seu tipo de material semiconductor. Os materiais que são usados neste tipo de células são: o arseneto de gálio (GaAs), o disseleneto de cobre e índio (CIS), o telureto de cádmio (CdTe) e o silício amorfo (a-Si).

As células de silício amorfo (a-Si) não têm uma estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais, que em teoria impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas. Assim para ser utilizado em células fotovoltaicas, o silício amorfo necessita de passar por um processo designado por hidrogenização. Este processo consiste em adicionar uma pequena quantidade de hidrogénio ao silício amorfo, promovendo um processo químico em que os átomos de hidrogénio se combinem, de forma a minimizar os efeitos negativos na estrutura. Os custos de produção são reduzidos comparando com as células de silício policristalino, contudo, apresentam também um rendimento elétrico inferior. A eficiência é relativamente baixa na ordem dos 7%, e a sua quota de mercado é de apenas 5% [25][53].

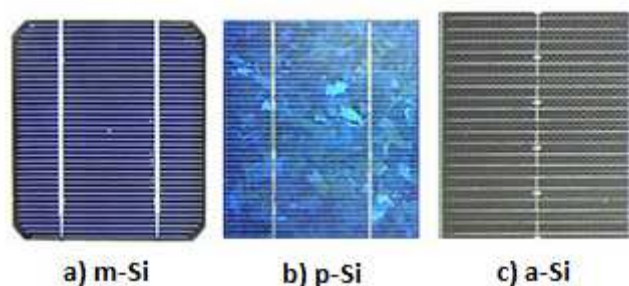


Figura 38 – Células de silício a) monocristalino, b) policristalino, c) amorfo [54]

As células de arseneto de gálio têm uma estrutura semelhante à de silício, apresentando uma eficiência superior às de silício, a rondar os 30%. Este tipo de células é ideal para se utilizar em sistemas de concentração, sendo utilizado praticamente em aplicações espaciais, devido ao seu elevado custo causado pelo complexo processo de produção [25][55].

As células de disseleneto de cobre e índio, são constituídas por um material policristalino, consumindo mais material no processo de fabrico do que o silício amorfo, devido à presença do índio. Este tipo de célula pode fomentar problemas ambientais, devido à combinação dos seus elementos químicos [25][55].

As células de telureto de cádmio, são também compostas por materiais policristalinos, mas estas apresentam riscos ambientais reduzidos, porém, apresentam dificuldades no seu processo de produção. A eficiência das células de disseleneto de cobre e índio e de telureto de cádmio é de 7% [25][55].

As células de segunda geração apresentam vantagens em relação às de silício, devido ao seu preço de aquisição reduzido, determinado pela redução da quantidade de material e a energia gasta na produção das células, acrescido da diminuição das perdas de eficiência a altas temperaturas e um desempenho superior face aos reduzidos níveis de radiação. Este tipo de células devido à sua maleabilidade, possibilita que sejam utilizados em telhados, fachadas, envidraçados, etc [25][52][55].

As células de terceira geração que consistem em películas finas a serem aplicadas em substratos flexíveis, encontram-se ainda em fase de desenvolvimento, não havendo ainda uma data prevista para dar início em produção. As tecnologias provenientes das células de terceira geração em crescimento, estão divididas em três cadeias produtivas: as células orgânicas ou poliméricas, células sensibilizadas por corantes, e as células fotovoltaicas multijunção [48][52].

Tabela 4 **Rendimentos máximos obtidos em laboratório para as diversas tecnologias [56]**

Tecnologia	Eficiência (%)
Silício monocristalino (m-Si)	25
Silício policristalino (p-Si)	20,4
Silício amorfo (a-Si)	10,5
Arseneto de gálio (GaAs)	28,8
Disseleneto de cobre e índio (CIS)	19,8
Telureto de cádmio (CdTe)	19,6

5.6. EFEITO FOTOVOLTAICO [46][53]

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo que converte a energia solar em eletricidade, sendo este fenômeno, designado de efeito fotovoltaico. As células fotovoltaicas são constituídas por um ou mais semicondutores, a que se acrescentam elementos químicos, de forma a produzir o efeito fotovoltaico. Os materiais semicondutores têm uma estrutura atômica cristalina, possuindo quatro elétrons numa camada de valência. Quando os átomos de silício se agrupam, cada um dos quatro átomos é partilhado com um átomo vizinho, partilhando dois elétrons de valência, um de cada vizinho. Com esta partilha de elétrons, a banda de valência, pode incluir até oito elétrons ficando completa. Para que os elétrons se possam deslocar da banda de valência para a banda de condução, é necessário a energia de um fóton criando um aumento de temperatura para que as ligações sejam quebradas, tornando o elétron livre para se mover para a banda de condução, deixando uma lacuna no seu lugar. Esta energia utilizada na libertação do elétron no cristal de silício é de 1,12 eV.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produz energia elétrica, porque os elétrons que se deslocaram para a banda de condução acabariam por se recombinar com as lacunas, não originando qualquer corrente elétrica. Para haver corrente elétrica, recorre-se à injeção de elementos químicos no silício, com o objetivo de alterar as suas propriedades. Este processo é denominado de dopagem, sendo possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*. A camada tipo *p* possui um excesso de cargas positivas e a camada tipo *n* um excesso de cargas negativas.

Para criar a camada *p* é normalmente utilizado o boro como dopante. Um átomo de boro possui três elétrons na banda de valência, e como estabelece quatro ligações covalentes

com os quatro átomos vizinhos de silício, existe apenas uma ligação com um elétron denominado lacuna, o qual vai atuar como carga positiva. Essa lacuna viaja através material, porque em cada vez que um elétron a ocupa, é criada uma nova lacuna. Para criar a camada n o material utilizado é o fósforo. Um átomo de fósforo possui cinco elétrons na banda de valência, e cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício, deixando um elétron livre que se pode mover através do material, transportando a carga elétrica.

Na junção entre as duas camadas p e n forma-se um campo elétrico, que separa os portadores de carga que a atingem. Os elétrons excitados pela energia dos fótons passam da banda de valência para a banda de condução, em que os elétrons são acelerados para um terminal negativo e as lacunas são enviadas para um terminal positivo. Ligando os dois terminais a um circuito exterior fechado, através de uma carga, irá circular corrente elétrica, como se pode observar na figura 39.

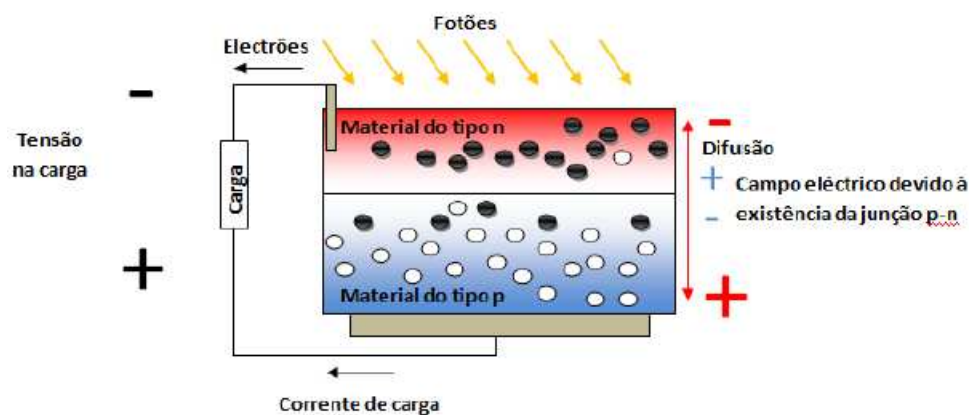


Figura 39 – Efeito fotovoltaico [55]

5.7. MODELO MATEMÁTICO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA [53]

Uma célula fotovoltaica pode ser representada através de um circuito elétrico equivalente como se mostra na figura 40. É aqui apresentado o modelo conhecido como modelo de um díodo e três parâmetros. Com a utilização deste modelo matemático é possível observar-se o comportamento da tensão e corrente, quando uma luz incide numa célula solar.

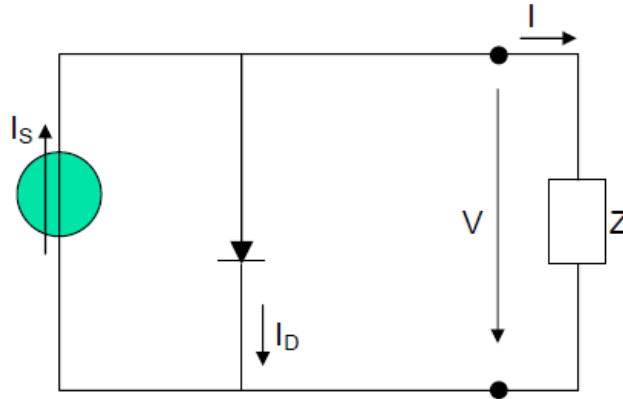


Figura 40 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z [53]

A fonte de corrente I_s representa a corrente elétrica produzida pela energia dos fótons ao atingir a superfície ativa da célula, designado de efeito fotovoltaico. A junção *pn* funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente interna unidirecional I_D , dependendo da tensão aos terminais da célula.

A corrente I que se fecha pela carga é a seguinte:

$$I = I_s - I_D = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (5.3)$$

Em que:

- I_0 - é a corrente inversa máxima de saturação do díodo;
- V - é a tensão aos terminais da célula;
- m - é o fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m=1$; díodo real: $m>1$);
- V_T - é designado por potencial térmico ($V_T = \frac{kT}{q}$);
- K - é a constante de *Boltzmann* ($K=1,38 \times 10^{-23}$ J/°K);
- T - é a temperatura absoluta da célula em °K ($0^\circ\text{C} = 273,16^\circ\text{K}$);
- q - é a carga elétrica do eletrão ($q=1,6 \times 10^{-19}$ C);

A tensão em vazio (V_{ca}) em circuito aberto pode ser determinada através da equação (5.4):

$$V_{ca} = \frac{kT}{q} \times \ln \left(1 + \frac{I_s}{I_0} \right) \quad (5.4)$$

A tensão (V_{ca}) é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, ocorrendo quando esta se encontra em vazio. Esse valor é fornecido pelo fabricante, sendo uma característica da célula e testada em determinadas condições de radiação e temperatura.

De forma a se caracterizar o comportamento de um módulo, consideramos este como uma célula fotovoltaica equivalente, com aplicação deste modelo matemático. É apresentado de seguida a sequência de cálculo, em que as grandezas referenciadas dizem respeito ao módulo fotovoltaico:

Parâmetros constantes:

$$m = \frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{max}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad (5.5)$$

Em que:

V_{max}^r - Tensão no ponto de potência máxima;

V_{ca}^r - Tensão de vazio;

I_{max}^r - Corrente no ponto de potência máxima;

I_{cc}^r - Corrente de curto-circuito;

V_{ca}^r , I_{cc}^r , P_{max}^r , são valores característicos das células, fornecidos pelo fabricante do painel para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica ainda os valores V_{max}^r , I_{max}^r .

Determinado o valor de m , a corrente inversa de saturação nas condições de referência, calcula-se pela equação (5.6):

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{mV_T^r}} - 1} \quad (5.6)$$

Parâmetros que dependem da radiação:

$$I_{cc} = I_{cc}^r \frac{G}{G_r} \quad (5.7)$$

Em que:

G - radiação incidente na célula (W/m^2);

G^r - radiação incidente de referência: $G^r = 1.000 \text{ W/m}^2$;

Parâmetros que dependem da temperatura:

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)} \quad (5.8)$$

Em que:

I_0 - corrente inversa máxima de saturação do díodo;

ε -hiato de silício: $\varepsilon=1,12 \text{ eV}$;

T - temperatura da célula (°K) $\left[\theta_c = \theta_a + \frac{G(NOCT-20)}{800} \right]$;

θ_c - Temperatura da célula (°C);

θ_a - Temperatura ambiente (°C);

G - radiação incidente na célula (W/m^2);

$NOCT$ - Temperatura normal de funcionamento da célula ($\theta_a = 20^\circ\text{C}$ e $G = 800 \text{ W/m}^2$);

T^r - temperatura de referência: $T^r = 298,16 \text{ }^\circ\text{K}$;

m' - factor de idealidade equivalente: $m' = \frac{m}{N_{sm}}$, em que o N_{sm} é o número de células ligadas em série;

V_T - potencial térmico;

V_T^r - potencial térmico de referência: $V_T^r = \frac{KT}{q} = 25,7 \text{ mV}$;

Corrente em função da tensão:

$$I = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (5.9)$$

Tensão máxima:

$$e^{\frac{V_{max}}{mV_T}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{1 + \frac{V_{max}}{mV_T}} \quad (5.10)$$

Corrente máxima:

$$I_{max} = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{V_{max}}{mV_T}} - 1 \right) \quad (5.11)$$

Potência máxima:

$$P_{max} = V_{max} I_{max} \quad (5.12)$$

$$I_{max} = \frac{G}{G^r} I_{max}^r \quad (5.13)$$

Resolvendo a equação não-linear da equação (5.10), com recurso a métodos iterativos podemos obter a tensão máxima. A expressão obtida é:

$$V_{max} = mV_T \ln \left[\frac{\frac{G}{G^r} (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m^r} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right] \quad (5.14)$$

A potência máxima do módulo é calculada através da resolução da equação para obtenção da tensão máxima com o produto da intensidade de corrente máxima. A potência máxima é, portanto:

$$P_{max} = V_{max} I_{max} = mV_T \ln \left[\frac{\frac{G}{G^r} (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m^r} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right] \frac{G}{G^r} I_{max}^r \quad (5.15)$$

Uma estimativa da energia produzida pode ser obtida a partir de :

$$E = \eta_{inv} \sum_{i=1}^n P_{max}(G, T)_i \Delta t_i \quad (5.16)$$

Em que:

η_{inv} - rendimento do inversor;

n - número de períodos de tempo considerado;

Δt - intervalo de tempo considerado;

$P_{max}(G, T)$ - potência máxima do módulo em função da radiação solar incidente e da temperatura da célula no intervalo de tempo considerado;

Os cálculos da potência máxima e da estimativa da energia, que se pode determinar num módulo fotovoltaico, são obtidas através das expressões (5.15) e (5.16), sendo alguns parâmetros fornecidos pelos fabricantes dos painéis.

5.8. ENCADEAMENTO E ENCAPSULAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

5.8.1. ENCADEAMENTO DE CÉLULAS [48][53]

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas agrupadas em série ou paralelo. A potência de uma única célula fotovoltaica não produz mais de 2 W, como esta potência é relativamente baixa é necessário associar-se mais células em série ou paralelo de forma a se obter a potência desejada. As células são agrupadas em série formando ramos, enquanto que, os ramos associados em paralelo formam um módulo. O número de células associadas num módulo é estabelecido pelas necessidades de tensão e corrente de carga a alimentar. Cada módulo pode conter cerca de 33 a 36 células ligadas em série.

Na associação das células em série, as tensões somam-se e a corrente mantém-se constante, de acordo com a expressão (5.17) e (5.18), respetivamente. Neste tipo de conexão, o terminal positivo de uma célula é conectado ao terminal negativo de outra célula. Este tipo de associação é utilizado para aumentar a tensão do sistema.

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (5.17)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (5.18)$$

Na figura 41 encontra-se ilustrado a característica I - V , observando-se o resultado da soma das tensões nas células conectadas em série, permanecendo inalterada a corrente.

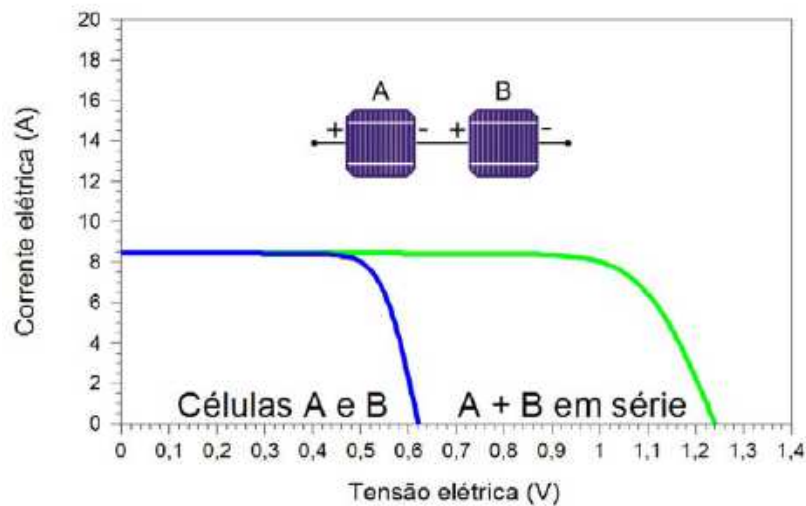


Figura 41 – Curva I - V de duas células fotovoltaicas associadas em série [48]

Na associação das células em paralelo, as correntes somam-se e a tensão mantém-se constante, tais como a expressão (5.19) e (5.20). Neste tipo de conexão, o terminal positivo de uma célula é conectado ao terminal positivo de outra célula. Este tipo de associação é utilizado para aumentar a potência do sistema.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (5.19)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (5.20)$$

Na figura 42, encontra-se ilustrado a característica I - V , observando-se o resultado da soma das correntes nas células conectadas em paralelo, permanecendo inalterada a tensão.

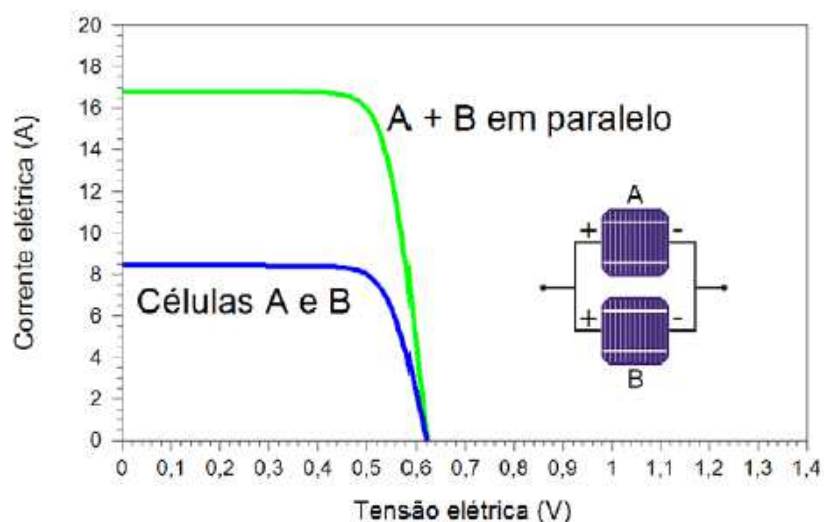


Figura 42 – Curva I - V de duas células fotovoltaicas associadas em paralelo [48]

5.8.2. ENCAPSULAMENTO DE CÉLULAS [46]

As células são embebidas num material transparente maleável, de forma a protege-las das tensões mecânicas, dos agentes atmosféricos e da humidade. Este material, tem ainda o pormenor de assegurar o isolamento elétrico entre as células. Na maioria dos casos o material usado é vidro, podendo ainda ser usado plástico acrílico, metal ou folheados de plástico. É de extrema importância que a cobertura, no lado sensível à luz, seja feita de material com elevada transmissão luminosa, que permita aumentar a energia solar na célula fotovoltaica. Mediante esta particularidade, é usado vidro com baixo teor de ferro com uma cobertura adicional anti-reflexo, que permite uma transmissão luminosa de 96%. Este tipo de vidro é temperado para resistir a elevadas cargas térmicas. Existem três tipos diferentes de encapsulamento:

- Encapsulamento Etileno Vinil Acetato (EVA);
- Encapsulamento Teflon;
- Encapsulamento em resina fundida.

No encapsulamento em EVA é aplicada uma pressão negativa e positiva a uma temperatura crescente, laminando as fileiras de células numa câmara de vácuo. Durante o processo de laminagem, o EVA é derretido e abrange todas as células fotovoltaicas. Este tipo de encapsulamento é utilizado no fabrico de módulos especiais e *standard*, com dimensões inferiores a $2\text{m} \times 3\text{m}$. Não é recomendado este tipo de encapsulamento em módulos de maiores dimensões, devido à falta de estabilidade durante o processo de laminagem que dificulta o distanciamento entre as células.

No encapsulamento em Teflon, as células fotovoltaicas são envolvidas em fluoropolímero (Teflon), num processo de fabrico semelhante ao EVA. Em relação ao encapsulamento EVA, neste processo as células fotovoltaicas combinam-se com um substrato galvanizado e não requerem cobertura na parte frontal. A camada de Teflon nos módulos fotovoltaicos é de apenas 0,5 mm, comprovando ser um bom condutor de calor. Este tipo de processo, é utilizado particularmente em módulos especiais produzidos numa pequena escala.

O encapsulamento em resina utiliza um processo de fundição, em que as células fotovoltaicas são fixadas entre duas folhas de vidro recorrendo a adesivos. O espaço entre as duas folhas de vidro, é preenchido com uma resina fundida transparente. Este tipo de processo, permite o fabrico de módulos com dimensões até $2,5\text{m} \times 3,8\text{m}$. Este tipo de encapsulamento, é utilizado geralmente em módulos especiais para ser integrados nas

fachadas ou coberturas de edifícios. Tem como vantagem, a permanência da distância entre as células, durante o processo de preenchimento com a resina fundida.

5.9. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E DA RADIAÇÃO INCIDENTE

5.9.1. EFEITOS DA TEMPERATURA

A variação da temperatura ambiente influencia a temperatura de operação das células fotovoltaicas. A temperatura é um fator importante, devido à exposição das células aos raios solares, tornando o seu aquecimento inevitável. Uma parte da radiação solar absorvida pelas células não é convertida em energia, mas sim dissipada sob a forma de calor. Assim, o aumento da radiação solar incidente e/ou a temperatura ambiente origina um aumento da temperatura da célula, dando origem à redução do seu rendimento [48]. A temperatura da célula pode ser determinada a partir da relação entre a temperatura ambiente e radiação solar incidente, através da equação (5.21) [53]:

$$T_c = T_a + \frac{G(NOCT - 20)}{800} \quad (5.21)$$

T_c - Temperatura da célula (°C);

T_a - Temperatura ambiente (°C);

G - Radiação solar incidente (W/m^2);

NOCT - Temperatura normal de funcionamento da célula;

Na figura 43, é visível a curva $I-V$ para diversas temperaturas de uma célula fotovoltaica de silício cristalino, com irradiância de $1.000 W/m^2$. A potência de saída diminui com o aumento da temperatura. A tensão de circuito aberto decresce com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo quase desprezível nos cálculos [53].

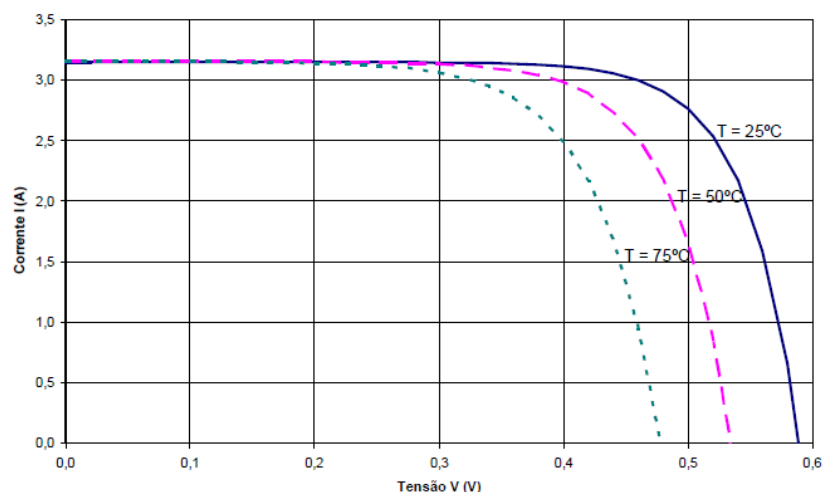


Figura 43 – Influência da temperatura num painel fotovoltaico ($G=1.000\text{W/m}^2$) [53]

5.9.2. EFEITOS DA RADIAÇÃO INCIDENTE

A intensidade da radiação incidente é um dos fatores que influencia o funcionamento das células fotovoltaicas, determinando as curvas características e o rendimento dos módulos fotovoltaicos. A figura 44, ilustra os efeitos da radiação incidente numa curva I - V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino, a uma temperatura de 25°C . Podemos observar na figura 44, que a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente. A corrente de curto-circuito aumenta linearmente com o aumento da radiação incidente, enquanto que o valor da tensão de circuito aberto varia moderadamente com a variação dos valores de radiação incidente [48][53].

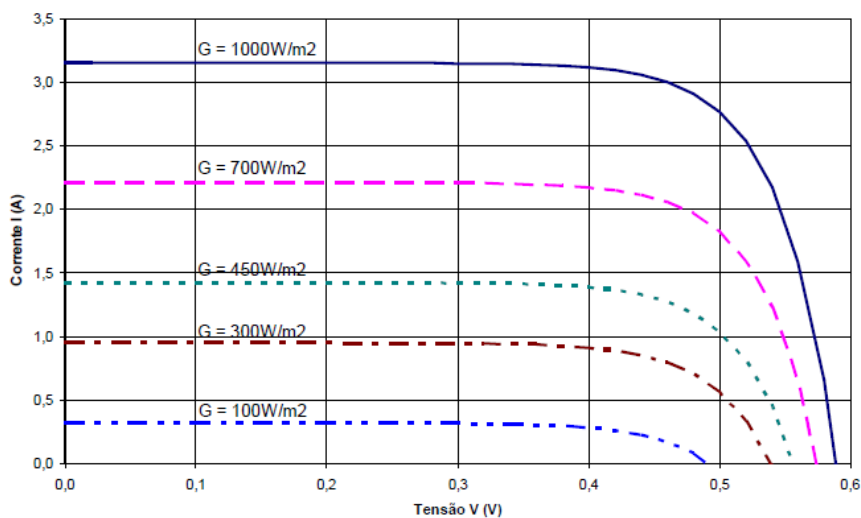


Figura 44 – Influência da radiação solar num painel fotovoltaico ($T=25^\circ\text{C}$) [53]

5.10. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

5.10.1. TIPOS DE MÓDULOS

Os módulos fotovoltaicos são geralmente caracterizados pela sua potência de pico (Wp), abrangendo mais um conjunto de características. A determinação da potência de pico é efetuada quando o módulo opera em condições de referência (STC). As condições normalizadas de teste consideradas, são a radiação solar incidente de 1.000 W/m^2 e a temperatura da célula de 25° [48]. As grandezas elétricas utilizadas para caracterizar os módulos fotovoltaicos são [53]:

- Tensão nominal;
- Tensão em circuito aberto;
- Corrente nominal;
- Corrente em curto-circuito.

É apresentado na figura 45, a curva característica de um célula fotovoltaica, em que é possível observar o comportamento da corrente e tensão, quando uma luz incide numa células solar [53]. A curva I - V é fundamental para caracterização do módulo fotovoltaico, obtendo-se a partir desta determinados parâmetros do desempenho [57]. É possível determinar-se as características elétricas de um módulo fotovoltaico a partir da curva I - V , em que o módulo é submetido às condições de referência [48].

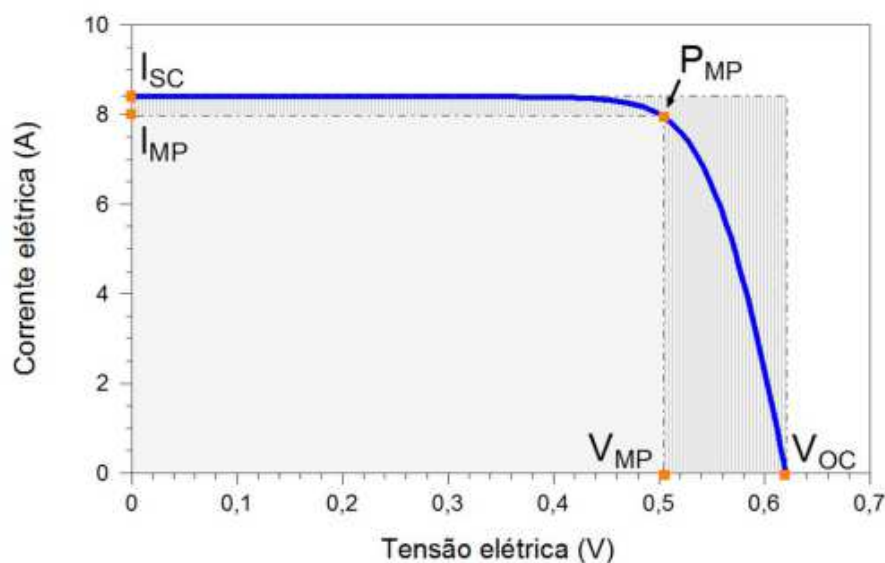


Figura 45 – Exemplo de uma curva característica I - V [48]

Evidenciam-se de seguida três distinções para módulos fotovoltaicos [46]:

- Módulos *Standard*;
- Módulos Especial;
- Módulos feito à medida;

A fabricação de módulos *standard* ou convencionais, tem como objetivo obter uma maior produção de energia por metro quadrado, com o menor custo possível. A maioria destes módulos são laminados película de vidro e encapsulados com EVA. Este tipo de módulos são aplicados sempre que não existam exigências especiais em termos de dimensões e forma. Um típico módulo *standard* é composto por 36 a 72 células, variando a potência nominal do mesmo [46].

Os módulos especiais são produzidos em massa para propósitos específicos, especificamente para aplicações em pequena escala, tais como, veículos solares, barcos e campos solares [46].

Os módulos específicos são fabricados para uma determinada aplicação, em que o local da aplicação define a estrutura, a dimensão e a forma do módulo. Estes locais podem ser fachadas ou coberturas de vidro de edifícios [46].

5.10.2. EFEITOS DE SOMBREAMENTO E PONTOS QUENTES [46]

Quando uma ou mais células se encontram sombreadas, pode sofrer um sobreaquecimento danificando a célula solar. Este sombreamento pode ser parcial, por exemplo, folhas, depósitos de sujidade ou algo que tenha caído sobre o módulo que reduzem a radiação incidente no módulo, o que implica perda de potência e origina um fluxo de uma corrente inversa elevada que é convertida em calor pela absorção da energia elétrica. Neste caso, pode acontecer o fenómeno "ponto quente", que resulta de uma elevada corrente que atravessa a célula que se encontra escurecida. A maior intensidade de corrente que flui pela célula é a corrente de curto-circuito. Para evitar a ocorrência de "pontos quentes", a corrente deve ser desviada da célula através de uma derivação de corrente, conseguida por um díodo de derivação ou *bypass*. Utilizando este díodo ligado em antiparalelo com as células solares, as tensões inversas elevadas são impedidas de aparecer nas mesmas. Na prática, os díodos *bypass* são ligados a um conjunto de 18 a 20 células solares. A figura 46, ilustra um módulo fotovoltaico sombreado utilizando díodos de derivação.

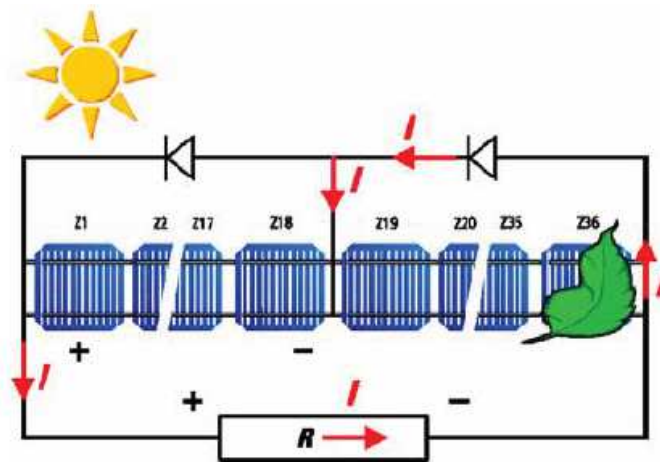


Figura 46 – Módulo fotovoltaico sombreado por uma folha com díodos de derivação [46]

Se um módulo fotovoltaico possuir um sombreamento causado por um elemento passível, tais como, uma chaminé, uma antena, um para-raios ou obstruído por um edifício, a curva I - V do módulo é modificada pelo diodo de derivação. Sem a presença do diodo de derivação a corrente total do módulo é determinada pela célula que se encontra sombreada.

5.11. INVERSORES

Um inversor é um dispositivo que converte a corrente contínua do sistema fotovoltaico em corrente alternada, que pode ser monofásica ou trifásica. Tem como objetivo realizar a conversão de energia, ajustar a frequência e o nível de tensão da rede a que se encontra ligado. O inversor estabelece a ligação entre o sistema fotovoltaico e uma rede ou carga AC. Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em categorias, mediante a sua aplicação, ou seja, inversores de rede para sistemas fotovoltaicos ligados à rede e inversores autónomos para sistemas fotovoltaicos isolados [46]. Usualmente, os sistemas fotovoltaicos com uma potência até 5 kW são construídos como sistemas monofásicos. Acima desta potência é comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou então é cada vez mais habitual utilizar-se inversores monofásicos com associação trifásica [46][48].

Com o objetivo de maximizar a transferência de energia, o inversor possui um sistema de rastreio que permite acompanhar as mudanças do ponto de máxima potência (MPP) do painel fotovoltaico. O ponto MPP do painel fotovoltaico varia de acordo com as condições atmosféricas, tais como a temperatura e radiação incidente. No inversor, o sistema de

rastreio assegura que o inversor é devidamente ajustado ao ponto MPP do painel fotovoltaico, ajustando a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão do MPP do painel fotovoltaico [46][48].

5.11.1. INVERSORES DE REDE

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, o inversor é ligado diretamente à rede elétrica principal ou através da instalação do serviço elétrico do prédio. Com a ligação direta à rede de energia, a energia produzida pelo painel fotovoltaico é injetada na totalidade na rede pública de energia. Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ainda ser divididos em dois grupos: inversores comutados pela rede e inversores autocontrolados [46][48].

5.11.1.1. INVERSORES COMUTADOS PELA REDE

Os inversores comutados pela rede são constituídos por uma ponte comutada de tirístores. Estes inversores são atualmente utilizados em grandes sistemas fotovoltaicos, uma vez que, a utilização de inversores com tirístores em tecnologias de automação, facilitou que os tirístores tenham sido aplicados em inversores solares. Existe apenas alguns fabricantes de inversores monofásicos com potência abaixo de 5 kW que fabricam inversores com este tipo de tecnologia [46].

5.11.1.2. INVERSORES AUTOCONTROLADOS

Nos inversores autocontrolados, os semicondutores responsáveis pela comutação da corrente são ligados num circuito em ponte como os inversores comutados pela rede. São utilizados os semicondutores de MOSFET, GTO, IGBT e Transístores de Junção Bipolar. Podem utilizar um transformador de baixa ou elevada frequência (*LF* ou *HF*) na saída. Este tipo de inversores são adequados para sistemas isolados, embora também possam ser utilizados em sistemas para ligação à rede pública. Sendo utilizados estes inversores com ligação à rede, a frequência do sinal injetado na rede deve ser sincronizada com a rede de energia [46].

5.11.2. INVERSORES AUTÓNOMOS

Nos sistemas fotovoltaicos autónomos, o armazenamento de energia e o fornecimento de energia para consumo é feito em sinal contínuo. Os inversores utilizados em sistemas autónomos, permitem o uso de aparelhos elétricos em corrente alternada a partir da rede em corrente contínua. Um inversor autónomo deve poder alimentar vários equipamentos elétricos, a partir de um banco de armazenamento de baterias ou do painel fotovoltaico. Um bom inversor autónomo, podem ser distinguido pelas seguintes características [46]:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Eficiência de conversão excelente;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Proteção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em *stand-by*, com deteção automática da presença de uma carga;
- Proteção contra curto-circuitos no lado da saída;
- Baixo conteúdo harmónico;
- Elevada compatibilidade eletromagnética;
- Proteção contra sobretensões.

5.12. CONTROLADORES DE CARGA [46][48]

Os controladores de carga tem como objetivo proteger a bateria contra cargas e descargas, aumentando a sua vida útil. Estes controlam a carga da bateria pela análise da tensão, interrompendo a carga quando é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria e interrompendo o fornecimento de energia pelo painel fotovoltaico quando a bateria atingir a plena carga. O controlador de carga pode acionar alarmes quando ocorrer algum problema e incorporar um sensor de temperatura de forma a melhorar o desempenho do mesmo. O controlador de carga deve permitir o ajuste dos seus parâmetros, e a escolha do método de controlo, para se adaptar aos diferentes tipos de baterias existentes no mercado. As principais tarefas de um controlador de carga são as seguintes:

- Ótima carga da bateria;
- Proteção contra sobrecargas;
- Prevenção de descargas indesejáveis;
- Proteção contra profundas descargas;

- Informação do estado da carga.

Na ocasião da escolha de um controlador de carga, é necessário saber inicialmente, o tipo de bateria que se pretende utilizar e o regime de operação do sistema. De seguida, é determinado a tensão e a corrente de operação do sistema. O custo do controlador aumenta expressivamente para valores elevados de corrente de operação, e implica uma redução na sua disponibilidade no mercado. O controlador pode ser classificado quanto à forma utilizada para desligar o painel fotovoltaico da bateria, como série ou paralelo (*shunt*). Ambos podem ser usados, sendo que cada um incorpora um número diferente de variáveis que alteram o desempenho e a aplicabilidade do controlador.

5.12.1. CONTROLADOR DE CARGA SÉRIE

Este controlador como o próprio nome indica fica em série com o painel fotovoltaico. O controlador série interrompe a potência do módulo, através de um relé eletromecânico ou de um dispositivo semicondutor, desligando o painel fotovoltaico quando a bateria se encontra totalmente carregada. As constantes comutações entre ligar e desligar do painel fotovoltaico, criam oscilações de tensão perto da tensão máxima da carga, bem como perdas permanentes de energia. Estes controladores utilizam semicondutores MOSFET e IGBT de potência. É necessário a utilização de um diodo de bloqueio em sistema de elevadas tensões (maiores de 24 V), situação que não se aplica para sistemas de baixa tensão.

5.12.2. CONTROLADOR DE CARGA PARALELO

Este tipo de controlador fica em paralelo com o painel fotovoltaico. Utiliza um dispositivo sólido ou um relé eletromagnético, que desliga ou reduz a potência do módulo quando é atingido a tensão máxima de carga da bateria. Desta forma, a corrente que é fornecida pelo painel fotovoltaico quando este se encontra a produzir energia, é desviada através de um dispositivo em paralelo com a bateria e carregando assim a bateria de forma eficiente e em total segurança. A energia não aproveitada é dissipada sob a forma de calor. Um componente necessário no controlador paralelo, é o diodo de bloqueio, em que deve ser

ligado em série entre o dispositivo semicondutor e a bateria, de forma a protegê-la de curto-circuito.

5.12.3. CONTROLADOR DE CARGA MPP

Os controladores de carga em série e paralelo apresentam problemas, no caso de ser reduzida a radiação solar incidente no painel fotovoltaico. Estes controladores, nem sempre conseguem fazer o melhor aproveitamento da energia solar produzida pelo painel, apresentando perdas de energia entre 10% e 40%, dependendo da tensão da bateria, da radiação e da temperatura. Estas perdas, podem ser evitadas utilizando um sistema no ponto de máxima potência (MPP), que consiste particularmente num conversor DC/DC regulado. O conversor DC/DC é regulado de acordo com o MPP, ajustando o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria.

6. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

6.1. ENQUADRAMENTO

Num sistema de energia, o sistema de armazenamento tem como função armazenar a energia elétrica produzida pelas fontes, para que esta seja utilizada mais tarde, em períodos de escassez de recursos.

Devido ao carácter intermitente das fontes primárias, sol e vento, os sistemas de produção de energia solar e eólica, estão bastante dependentes dos sistemas de armazenamento. Estes sistemas impedem a interrupção do fornecimento de energia em ocasiões de escassez do recurso.

A energia pode ser armazenada em diversas formas físicas e químicas. No caso da energia armazenada sob a forma física, podemos distinguir a energia cinética, térmica, elétrica ou magnética. A energia química é geralmente associada à energia molecular armazenada em ligações químicas. Existem vários tipos de armazenamento de energia, tais como, armazenamento de energia com bombeamento hidroelétrico, armazenamento de energia cinética através de volantes de inércia, armazenamento de energia térmica, armazenamento de energia eletroquímica através do uso de células de combustível e baterias, entre outros. De seguida, serão apresentados todos os tipos de tecnologias de armazenamento de

energia, dando especial ênfase às tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica e de células de combustível.

6.2. TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

6.2.1. BOMBEAMENTO HIDROELÉTRICO

As centrais hidroelétricas com bombagem, tem como objectivo, o armazenamento de energia sob a forma de energia potencial, que pode ser recuperada mais tarde com a turbinação da água para produção de eletricidade. Os aproveitamentos hidroelétricos com bombagem são aproveitamentos com albufeira, equipados com grupos turbina-bomba, os quais possibilitam a reutilização da água turbinada. O seu princípio de funcionamento, baseia-se em bombear a água de um reservatório a uma cota inferior para a albufeira que se encontra numa cota superior. Nas horas de baixo consumo (horas de vazio), o funcionamento em bombagem da central hidroelétrica, aproveita a energia produzida nos aerogeradores eólicos, para elevar a água de jusante para montante, de modo a água ser mais tarde turbinada nas horas de maior consumo (horas de ponta) [58].

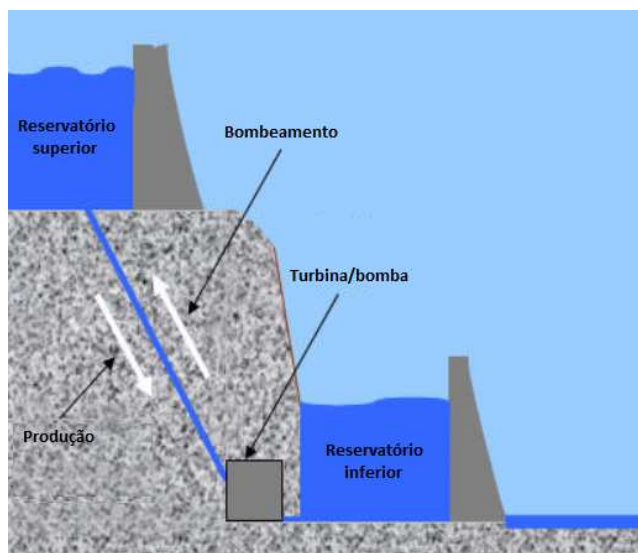


Figura 47 – Esquema de funcionamento de uma central de bombeamento hidroelétrico [59]

6.2.2. AR COMPRIMIDO

As centrais de ar comprimido são em grande parte equivalentes a centrais de bombeamento hidroelétrico, em termos das suas aplicações, de saída e capacidade de armazenamento.

Uma central de armazenamento de ar comprimido consiste principalmente num compressor, numa unidade motor-gerador, numa turbina a gás e ar comprimido numa caverna subterrânea, como se pode observar na figura 48 [60].

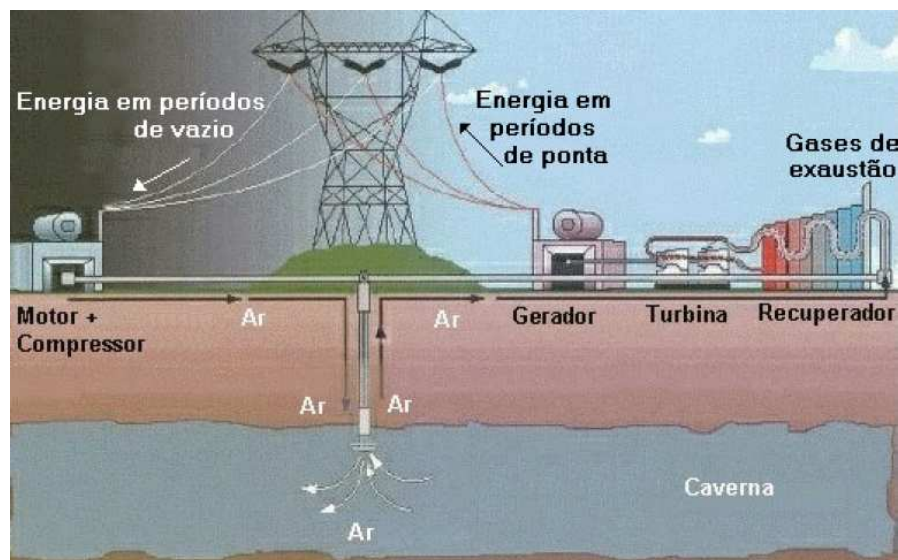


Figura 48 – Sistema de armazenamento a ar comprimido [60]

O princípio de funcionamento deste sistema consiste em bombear ar comprimido para um reservatório, em vez de utilizar a bombagem de água a partir de um reservatório inferior para um reservatório superior durante os períodos de vazio de energia. Numa central de ar comprimido, durante os períodos fora das horas de ponta, o ar ambiente é comprimido através de um motor elétrico e armazenado sob pressão numa caverna subterrânea. Sempre que seja necessário eletricidade, o processo é invertido e o ar comprimido retorna à superfície sendo aquecido e expandido numa turbina que aciona um gerador para produzir energia [61].

6.2.3. TÉRMICA

Cerca de 40% da nossa energia primária hoje em dia, é consumida como térmica, ao invés de elétrica ou mecânica, com temperaturas até 250°C. Portanto, faz sentido considerar o armazenamento de energia térmica. Esta é dada por variações diárias e sazonais, particularmente na procura e na disponibilidade intermitente de vários tipos de energias renováveis, como a solar e eólica. As flutuações dos preços que existem para a eletricidade adquirida durante os períodos de alta e baixa, procuram criar também um incentivo para o

armazenamento de energia térmica. Existem dois meios de armazenamento primários utilizados para energia térmica, um deles, envolve o calor sensível armazenado na capacidade calorífica dos materiais monofásicos, alterando a sua temperatura, enquanto a outra envolve o calor latente associado com a mudança da fase de um material a uma temperatura e pressão fixa. Os sistemas de armazenamento de calor latente tem algumas vantagens, em que a energia térmica pode ser fornecida ou removida à temperatura essencialmente constante, o que é desejável para muitas aplicações [62].

6.2.4. VOLANTES DE INÉRCIA

A forma mais comum de armazenamento de energia cinética é conseguida através do uso de volantes de inércia (*Flywheels*), com energia rotacional transferida para um dispositivo. Os volantes de inércia têm sido utilizados ao longo de décadas, numa variedade de aplicações que envolvem processos industriais. Como a energia cinética de rotação pode ser facilmente armazenada e transformada em outras formas de energia mecânica ou eléctrica, os volantes de inércia são adequados para o armazenamento de energia. Os recentes avanços nos volantes de inércia melhoraram a densidade de energia e a eficiência global, utilizando baixa densidade e materiais de alta resistência, tais como fibra reforçada, compostos de polímero de epóxi e rolamentos. O material usado na construção do disco deve ter uma densidade elevada e suportar os esforços de tensão a que está sujeito a velocidades elevadas. Associado às grandes velocidades da *Flywheel*, existe o problema de perdas de ventilação e de atrito nos mancais de suporte, de forma a reduzir estas perdas o disco é encapsulado e mantido no vácuo [62].

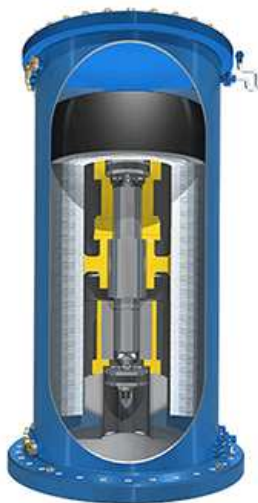


Figura 49 – Modelo da estrutura de uma *flywheel* da *BeaconPower* [63]

6.2.5. BATERIAS

Uma bateria é constituída por um conjunto de células eletroquímicas ligadas em série, de forma a obter-se a tensão elétrica pretendida. Uma célula é formada por dois elétrodos, um positivo (cátodo) e outro negativo (ânodo), imersos num eletrólito. A tensão nominal de uma célula situa-se normalmente entre 1,2 V e 3,6 V. A tensão nominal da bateria é definida pelo número de células ligadas em série a multiplicar pela tensão nominal de uma célula. As baterias podem ser classificadas em dois tipos, relativamente à disponibilidade de carga: a bateria primária (não recarregável) e a secundária (recarregável) [25].

A bateria primária, também conhecida por bateria não recarregável tem uma reação química irreversível, e após a descarga da bateria esta fica inutilizável. Por este motivo, encontramos este tipo de aplicação onde é necessário alta densidade de energia para uma única utilização. Podem ser citadas para este tipo de tecnologia, as pilhas não recarregáveis usadas em relógios, brinquedos e alguns equipamentos eletrónicos [64].

A bateria secundária, é também conhecida com bateria recarregável. Esta bateria tem uma reação eletroquímica, em que é reversível após a sua utilização. Após a descarga, esta pode ser recarregada por injeção de corrente contínua a partir de uma fonte externa de energia. Este tipo de bateria converte o produto químico em energia elétrica no processo de descarga, e converte energia elétrica em energia química no modo de carregamento [64].

Ocorrem reações químicas de oxidação-redução entre os elétrodos e o eletrólito, quando é conectado aos terminais dos elétrodos um circuito externo ou uma fonte de tensão. Estas reações promovem trocas iónicas entre os elétrodos e o eletrólito, fazendo com que circule no circuito externo uma corrente elétrica. Ao inverter o sentido dessa corrente elétrica, inverte-se o sentido das reações químicas, sendo assim possível carregar e descarregar as baterias [65][66].

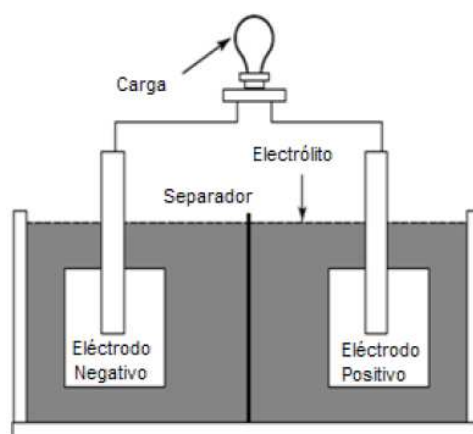


Figura 50 – Esquema simplificado de uma célula de bateria [66]

A classificação das baterias é feita de acordo com o tipo de material utilizado no eletrodo e no eletrólito. Existem vários tipos de baterias recarregáveis com características distintas, sendo de seguida apresentados os principais tipos de baterias mais utilizadas [66].

Existem pelo menos cinco tipos de baterias recarregáveis disponíveis hoje em dia, que são as seguintes [66]:

- Chumbo-Ácido (Pb-ácido)
- Níquel-Cádmio (NiCd)
- Níquel-Metal Híbrido (NiMH)
- Iões de Lítio (Li-ion)
- Zinco-Ar

6.2.5.1. PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DE BATERIAS RECARREGÁVEIS

O conhecimento das características das baterias facilitam a escolha destas para a aplicação pretendida. Em seguida, são apresentadas as principais características fornecidas pelos fabricantes [66].

Densidade de energia - É definida como a capacidade de armazenar energia por unidade de volume ou peso, é usualmente medida em Wh/kg [65][67].

Taxa de auto-descarga - É a quantidade de carga perdida pela bateria, mesmo quando esta não está a ser utilizada. É uma característica importante, pelo facto de se descarregarem automaticamente em intervalos de tempo em que não se encontram em funcionamento. Normalmente os fabricantes de baterias indicam a carga perdida por dia ou mês [65][66].

Capacidade da bateria - É a quantidade de energia que uma bateria consegue fornecer ao longo do tempo. É medida em ampere-hora (Ah) e representa um valor teórico de corrente que a bateria é capaz de fornecer durante uma hora de funcionamento a uma temperatura de 25°C. Logo, se uma bateria apresentar uma capacidade de 100 Ah, esta pode fornecer 100 A durante 1 h, ou poderá fornecer 5 A durante 20 h a uma temperatura ambiente de 25°C [66][68].

Profundidade de descarga - Refere-se à quantidade de carga da bateria que foi retirada da capacidade nominal, expressa em percentagem. A profundidade de descarga é o valor complementar do estado de carga, e está relacionada pelos fabricantes com a tensão da bateria. No caso de uma bateria com uma capacidade nominal de 100 Ah, se for retirado 25 Ah, resulta numa profundidade de descarga de 25% [65].

Tempo de vida útil - Representa o número de vezes que uma bateria pode ser carregada e descarregada, até que a sua capacidade de carga não consiga ir além de 80% da capacidade de carga nominal [65][68]. O tempo de vida útil depende das condições de funcionamento da bateria, variando com a corrente de descarga, a temperatura e a profundidade de descarga [65].

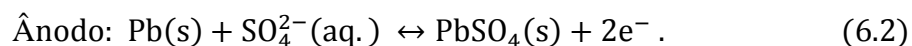
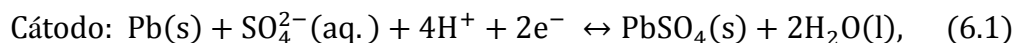
Rendimento das baterias - O rendimento das baterias é sempre inferior a 100%, porque existem sempre alguns tipos de perdas associadas a esta tecnologia. Verifica-se que no carregamento da bateria, uma fracção de energia é dissipada para o meio envolvente sob a forma de calor e a diminuição da capacidade de carga da bateria é influenciada pela temperatura de armazenamento da bateria. No dimensionamento é frequente considerar perdas na ordem dos 20%, de forma a prevenir a auto-descarga, e a dissipação de energia, entre outras [65].

6.2.5.2. TIPOS DE BATERIAS

6.2.5.2.1. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO

As baterias de chumbo-ácido foram inventadas em 1859, pelo físico Francês *Gaston Planté* [69]. Este tipo de bateria recarregável é usada hoje em dia, por causa da sua maturidade e alta performance com uma boa relação de custo, mesmo que tenha menor densidade de energia por peso e volume [64]. As baterias de chumbo-ácido são geralmente muito grandes e pesadas, tendo um ciclo de vida curto e apenas 50% de profundidade de descarga [69]. Numa bateria de chumbo, o ânodo é constituído por chumbo e o cátodo por dióxido de chumbo. Para a troca de iões é usado um eletrólito numa solução aquosa em ácido sulfúrico [69] (30% de ácido sulfúrico e 70% de água). Na bateria de chumbo no processo de descarga, são formados água e sulfato de chumbo, a água dilui o ácido sulfúrico e a

densidade do eletrólito diminui com o estado da carga, enquanto que, no processo de carga, as reações são invertidas. As reacções químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo são [67]:

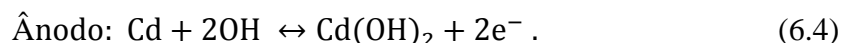
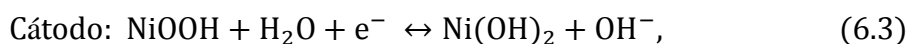


As baterias de chumbo têm várias versões disponíveis, a versão "*shallow-cycle*" que é usada em automóveis, onde uma quantidade de energia está disponível de imediato para ser extraída da bateria quando é necessário. Ou a versão "*deep-cycle*", que é utilizada na maioria das aplicações de armazenamento de energia. Esta versão é apropriada para utilização em ciclos completos repetidos de carga e descarga [64].

Esta é uma das baterias recarregáveis mais antigas e a mais desenvolvida das tecnologias, tendo um ciclo de vida curta (500-800 ciclos) e uma densidade energética baixa (30-50 Wh/kg) devido à elevada densidade de chumbo [70]. O seu desempenho reduz significativamente com a sua baixa temperatura de funcionamento, é perigosa devido à libertação de hidrogénio e o possível derrame de ácido sulfúrico, sendo assim pouco amiga do ambiente. Apesar destas desvantagens, as baterias de chumbo-ácido tornam-se interessantes devido ao seu baixo custo e à sua densidade de potência elevada (75-300 W/kg) [67][70]. As baterias de chumbo-ácido têm sido utilizadas em sistemas de grande escala e gestão de energia, possuindo um dos maiores sistemas na Califórnia, nos Estados Unidos da América construído em 1988, com uma potência instalada de 40 MWh [70].

6.2.5.2.2. BATERIA DE NÍQUEL-CÁDMIO

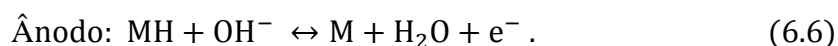
As baterias de Níquel-Cádmio foram inventadas em 1899, pelo engenheiro *Waldemar Jungner*, mas só tiveram comercialização no início de 1960 [69]. Esta tecnologia tem amadurecido ao longo dos anos, sendo a bateria constituída por um eléctrodo positivo (cátodo) de Hidróxido-Óxido de Níquel, um eléctrodo negativo (ânodo) de Cádmio Metálico e um eletrólito numa solução de hidróxido de potássio. Comparativamente com as baterias de chumbo-ácido, o eletrólito nesta bateria não participa nas reacções químicas [65]. As reacções químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo são [71]:



As baterias de NiCd têm sido utilizadas para aplicações recarregáveis de consumo de energia, devido a ter metade do peso da bateria de chumbo, após a devida selagem da célula da bateria. O ciclo de vida destas baterias (2000-2500 ciclos) e as temperaturas de funcionamento, tornam a sua utilização mais vantajosa em relação às de chumbo [64][70]. A sua baixa densidade de energia (50-75 Wh/kg) em relação aos restantes tipos de baterias, com excepção da bateria de chumbo-ácido com densidade energética inferior, é compensada por uma densidade de potência elevada (150-300 W/kg), que tem benefícios no carregamento da bateria e na libertação de energia mais rapidamente [60][70]. No entanto, estas baterias têm efeito de memória, degradando a capacidade da mesma se não for utilizada durante algum tempo. Além disso, existe uma elevada toxicidade do cádmio, sendo por estas razões que a NiCd está a ser substituída por NiMH e Li-ion em todos os dispositivos eletrónicos [64][67].

6.2.5.2.3. BATERIA DE NÍQUEL-METAL HÍBRIDO

A bateria NiMH foi patenteada em 1986 pelo cientista *Stanford Ovshinsky*, fundador da *Ovonics*, uma companhia do campo eletrónico [69]. A bateria NiMH é uma extensão da tecnologia NiCd, oferecendo uma melhoria e maior densidade de energia relativamente às NiCd. A principal diferença é a construção, sendo que o eletrodo negativo de cádmio é substituído por um eletrodo metálico com hidrogénio. Esta solução elimina deste modo as preocupações ambientais relativas ao cádmio. [64]. A tensão da célula é de 1,2 V [69]. As reacções químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo são [71]:

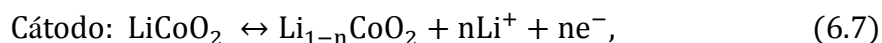


Este tipo de bateria tem um enorme potencial devido à sua elevada densidade de potência (250-1000 W/kg), sendo a mais elevada entre as baterias existentes. A densidade

energética das baterias NiMH (60-80 Wh/kg), é mais do dobro das baterias de chumbo-ácido e 40% maior do que as baterias de NiCd. A taxa de auto-descarga desta bateria é bastante elevada, reduzindo o seu tempo de vida útil [69][70]. As NiMH tem melhores performances do que as baterias de NiCd, contudo não eliminam completamente o efeito de memória. Estas baterias são mais caras, mas prevê-se que reduzam o preço significativamente futuramente, devido à sua utilização em veículos elétricos [64].

6.2.5.2.4. BATERIA DE IÕES DE LÍTIO

As baterias de lítio foram demonstradas pela primeira vez na década de 1970, por *M.S. Whittingham*, um professor de química. Usavam sulfeto de titânio e metal de lítio nos elétrodos, mas a utilização deste tipo de materiais químicos causava instabilidade nas baterias, representando problemas a nível da segurança das mesmas [69][72]. Atualmente, são utilizadas em aplicações de baixa potência, como rádios, telemóveis, computadores portáteis e outros produtos eletrónicos [69]. Recentemente, começam a ser introduzidas em veículos elétricos, aeroespaciais e aumentando a sua utilização em aplicações militares [72]. A tensão da célula da bateria é de 3,6 V [69]. As reacções químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo são [62]:



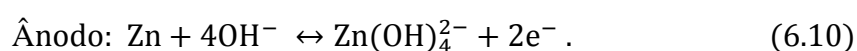
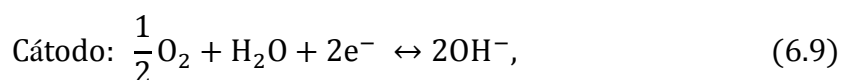
As baterias de iões de lítio usam um eléctrodo negativo de lítio e carbono, um eléctrodo positivo de óxido metálico e lítio e um eletrólito composto por sais de lítio [64]. Os iões neste tipo de bateria, deslocam-se do eléctrodo negativo (ânodo) para o eléctrodo positivo (cátodo), através de descarga e no sentido contrário durante a carga [70]. Este tipo de bateria armazena o dobro da energia do que uma bateria NiMH, e três vezes mais que uma bateria NiCd. O custo destas baterias é superior às de chumbo, NiCd e NiMH. A tecnologia de iões de lítio oferece uma densidade de energia três vezes superior à do chumbo [73]. A sua capacidade decresce com o número de cargas e descargas, e são muito sensíveis ao valor da tensão de carga e descarga. Estas apresentam vantagens por não sofrerem de efeito de memória, possuírem densidade energética elevada (100-250 Wh/kg) e desfrutarem da possibilidade de serem agrupadas facilmente, permitindo baterias de várias formas.

[67][70]. "De acordo com [66], estas baterias necessitam de um controlo de carga preciso, devido à baixa tolerância à sobrecarga. Durante a descarga, se a tensão da célula descer abaixo dos 2,5 V, a bateria pode ficar permanentemente danificada."

6.2.5.2.5. BATERIA DE ZINCO-AR

As baterias de metal-ar tem um ânodo de metal puro e um cátodo conectado a uma fonte inesgotável de ar. Assim, este tipo de baterias pode ser considerado como uma meia célula de combustível [70]. A utilização de baterias metal-ar é limitado a aplicações de sistemas de pequena escala. A bateria de zinco-ar é até à presente data, o sistema mais desenvolvido e mais avançado da tecnologia de metal-ar. [73]. A primeira bateria de zinco-ar foi construída por *George W. Heise* e *Erwin A. Schumacher*, em 1932 [69].

Este tipo de bateria extrai o oxigénio que existe no ar, para reagir com o zinco, de forma a produzir eletricidade. As baterias de zinco-ar têm dois tipos bateria, as que são recarregáveis e as não recarregáveis [69][74]. A bateria de ar-zinco tem um elétrodo negativo de zinco, um eletrólito de hidróxido de potássio e um elétrodo positivo de carbono, que é exposto ao ar. Durante a descarga, o oxigénio do ar é reduzido no elétrodo de carbono e o elétrodo de zinco é oxidado [64]. A tensão da célula da bateria é de 1,4 V [69]. As reacções químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo são [74]:



É essencial uma boa gestão do ar para um bom desempenho da bateria de zinco-ar [64]. Estas baterias têm altas densidades de energia (1-10 kWh/kg), um custo baixo de produção [74], destacando-se como a grande vantagem deste tipo de bateria, a sua durabilidade, com um tempo de descarga muito reduzido na ordem dos 2% por ano [69][70]. As aplicações futuras possíveis deste tipo de baterias, passa pela sua implementação e utilização em veículos elétricos [74].

Tabela 5 Comparação entre os diferentes tipos de baterias [70][74]

Elementos de armazenamento de energia	Eficiência do ciclo (%)	Ciclo de vida	Auto descarga (por dia) (%)	Densidade de energia (Wh/kg)	Densidade de potência (W/kg)
Bateria Pb-ácido	70-90	500-800	0,1-0,3	30-50	75-300
Bateria NiCd	70-90	2000-2500	0,2-0,6	50-75	150-300
Bateria NiMH	66	500-1000	0,5-1	60-80	250-1000
Bateria Li-ion	>90	1000-10000 +	0,1-0,3	100-250	250-340
Zinco-Ar	<50	100-300	Pequena	1-10kWh/kg	100

6.2.6. BATERIAS DE FLUXO REGENERATIVO

As baterias de fluxo regenerativas, também conhecidas como células de combustível regenerativas, são dispositivos que convertem um produto químico em energia elétrica. São sistemas semelhantes a baterias convencionais e células de combustível, baseando-se num sistema de dois eletrólitos, que se encontram no estado líquido [75].

Os eletrólitos estão fisicamente separados por uma membrana de troca de iões, e encontram-se em dois reservatórios mergulhados numa solução salina. Através de reações eletroquímicas entre os dois eletrólitos, podem armazenar e libertar energia elétrica [60].

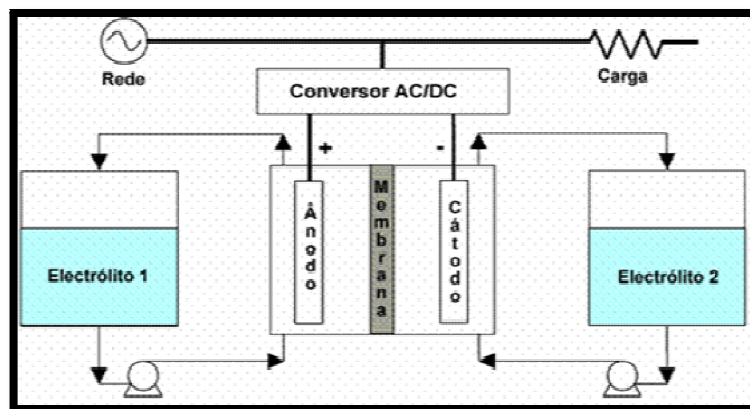


Figura 51 – Esquema simplificado de uma bateria de fluxo regenerativo [60]

Actualmente, existem quatro tipos de baterias de fluxo regenerativas em produção ou em fase de desenvolvimento: baterias de brometo de zinco (ZnBr), brometo de vanádio (VBr), polissulfeto de brometo (PSB) e brometo de sódio (NaBr) [73].

6.2.7. SUPERCONDENSADORES ELETROMECHANICOS

Os supercondensadores são dispositivos que armazenam energia elétrica, sendo bastante utilizados para atenuar as flutuações da corrente de carga nas baterias. Os supercondensadores mais utilizados assentam numa tecnologia de dupla camada elétrica, sendo constituídos pela imersão de duas varetas de carbono numa solução de ácido sulfúrico. Uma grande vantagem dos supercondensadores resulta do uso de um eletrólito aquoso extremamente fino em vez de papel, cerâmica, etc, possuindo uma eficiência de ciclo próximo dos 100% e um ciclo de vida longo. Além disso, comparando com as baterias, os supercondensadores apresentam uma maior densidade de potência, mas uma menor densidade de energia [67].

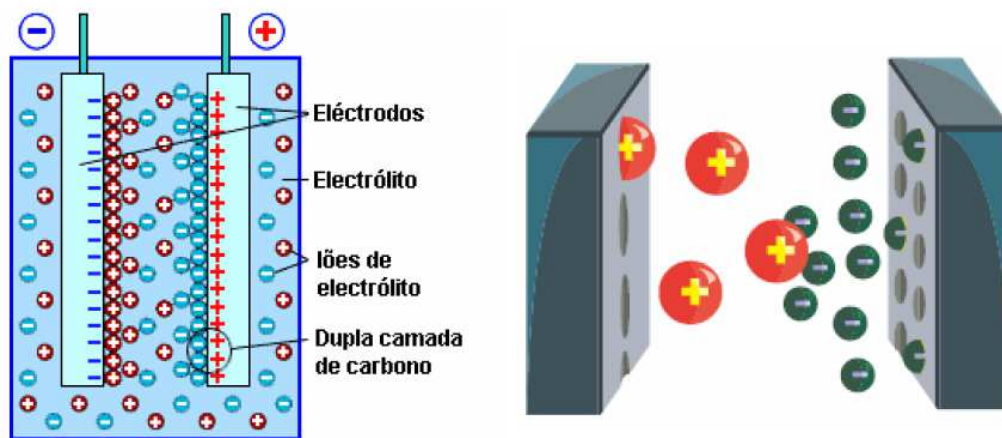


Figura 52 – Esquema de um supercondensador [60]

6.2.8. SUPERCONDUTORES MAGNÉTICOS

O princípio de armazenamento do *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES), baseia-se no armazenamento de energia indutiva num campo magnético, produzido por uma corrente que flui através de uma bobina supercondutora. Enquanto a bobina está no

estado supercondutor, esta não tem praticamente nenhuma resistência elétrica, permitindo assim, a bobina transportar correntes com nenhuma perda óhmica [76].

Um sistema de armazenamento deste tipo consiste, numa bobina supercondutora de grandes dimensões a uma temperatura criogénica (-270°). Os sistemas SMES são bastante dispendiosos para armazenar energia, com custos associados à refrigeração dos mesmos, o que implica que esta tecnologia, seja apenas utilizada para aplicações de curta duração [60].

A bobina do SMES pode ser construída em diferentes configurações, sendo um dos tipos mais comuns em forma cilíndrica do tipo solenóide [77]. Existem diferentes tipos de tecnologia e métodos de controlo de um sistema SMES, tais como: *Thyristor-based* SMES, *VSC-based* SMES e *CSC-based* SMES [78]



Figura 53 – Dispositivo de armazenamento de energia SMES [79]

6.2.9. HIDROGÉNIO

O hidrogénio é o elemento mais abundante no Universo, mas no nosso planeta não existe em estado livre, contudo é o constituinte de uma boa parte das coisas que nos rodeiam: água, combustíveis, plantas, entre outros. O hidrogénio perfaz 2/3 das moléculas que existem no nosso planeta. O hidrogénio não é uma fonte de energia, mas sim uma fonte intermédia com um elevado potencial de aplicação, que tem de ser produzida [80][81]. A água é um elemento estável e composta por 66% de hidrogénio, a partir da qual, o

hidrogénio pode ser extraído através de um processo de eletrólise, necessitando de energia elétrica para a sua realização [82], podendo este ser convertido directamente em eletricidade com um elevado rendimento e impacto ambiental reduzido, através da tecnologia de células de combustível [80][81].

O hidrogénio é compatível com qualquer tipo de fonte primária, e pode ser produzido usando a energia resultante de fontes renováveis e não renováveis. O hidrogénio pode ser extraído por meio de eletrólise, usando eletricidade para decompor a água. Este método tem uma baixa eficiência, produzindo apenas 4% de hidrogénio, comparando com os outros métodos. O hidrogénio pode ainda ser extraído por um ciclo de *Brayton*, células de combustível ou uma turbina de gás [81].

Atualmente, a principal fonte de produção de hidrogénio a nível mundial, é obtida a partir de combustíveis fósseis. Podemos constatar na figura 54, que cerca de 48% da produção de hidrogénio é a partir de gás natural, 30% a partir do petróleo, 18% através de carvão e apenas 4% é alcançado com recurso à eletrólise [81].

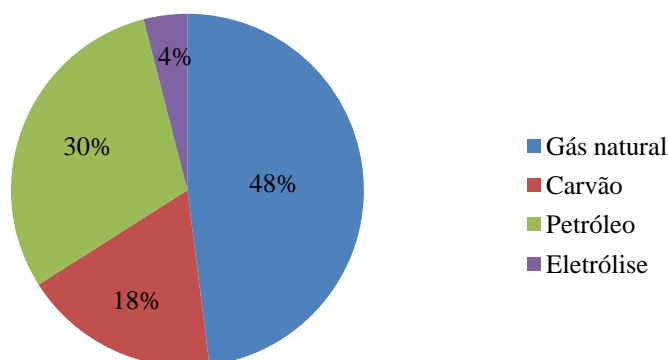


Figura 54 – Fontes de produção de hidrogénio a nível mundial [81]

Os processos de produção de hidrogénio incluem [81]:

- Separação com vapor de gás natural (processo de produção de hidrogénio atualmente dominante);
- Oxidação parcial de gás natural (menos eficiente que o processo anterior);
- Gasificação de carvão;
- Gasificação de biomassa;
- Eletrólise com eletricidade obtida em:
 - centrais térmicas (carvão, fuel, gás natural, nuclear, etc.);

- energias renováveis (energia eólica, fotovoltaica, solar térmica, ondas, etc.);
- Ciclos termoquímicos de alta temperatura:
 - solar térmica;
 - nuclear;
- Produção biológica.

A produção de hidrogénio pode ser feita por eletrólise alcalina, uma tecnologia bastante madura para grandes sistemas, por células de combustível com membrana de permuta protónica (PEM) e eletrolisadores que são utilizados em pequenos sistemas descentralizados. Os eletrolisadores a altas temperaturas, estão numa fase de desenvolvimento, e como permitem uma eficiência até 90%, estes podem ser uma alternativa aos sistemas de PEM e alcalinos [61].

O custo de obtenção de hidrogénio a partir da eletrólise é muito elevado, quando comparado à obtenção do mesmo, a partir de recursos não renováveis. O processo de eletrólise é bastante eficiente, mas com perdas de energia que aumentam com o aumento da densidade de corrente [81].

6.2.9.1. ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO

O hidrogénio pode proporcionar um modo de armazenamento ideal para fontes de energia renováveis, em especial em sistemas isolados. Assim, podem-se considerar os painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas ligados a um eletrolisador de água, que utiliza eletricidade excedente para produzir hidrogénio. Quando não existirem recursos naturais, uma célula de combustível pode utilizar o hidrogénio armazenado para produzir energia sempre as cargas necessitem [82].

Existem diversas formas de armazenamento de hidrogénio [84]:

- Armazenamento sob a forma de hidrogénio líquido;
- Armazenamento sob a forma de gás comprimido;
- Absorção do gás em sólido;
- Microesferas;
- Hidretos metálicos em alta e baixa temperatura;
- Hidretos alcalinos;
- Nanotubos de carbono;

- Metanol;
- Gasolina e outros hidrocarbonetos.

6.2.10. CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL

Uma célula de combustível é um dispositivo eletroquímico, que converte a energia química de um combustível, em energia elétrica através de um processo eletroquímico [80].

Uma célula de combustível é estruturalmente semelhante a uma bateria, por envolver dois eletrodos (ânodo e cátodo) e um eletrólito. A célula pode fornecer energia enquanto for fornecida por combustível, não estando dependente dos processos de carga e descarga que têm as baterias. A energia elétrica é produzida do lado do ânodo e um oxidante do lado do cátodo [85].

O hidrogénio (combustível) é fornecido ao ânodo da célula de combustível, onde é oxidado eletroquimicamente no catalisador, havendo a separação dos átomos de hidrogénio e criação de iões positivos. Os iões positivos atravessam o eletrólito do ânodo para o cátodo, onde se combinam com o oxigénio, formando água e produzindo calor. Os eletrões do hidrogénio são obrigados a circular por um circuito exterior à célula, criando um circuito elétrico como se pode verificar na figura [86][87]. Quando os eletrões se encontram no ânodo, ocorre um novo processo catalítico, no qual estes são incorporados novamente em iões positivos. Os átomos do combustível em reação com um oxidante dão origem a novos compostos [85].

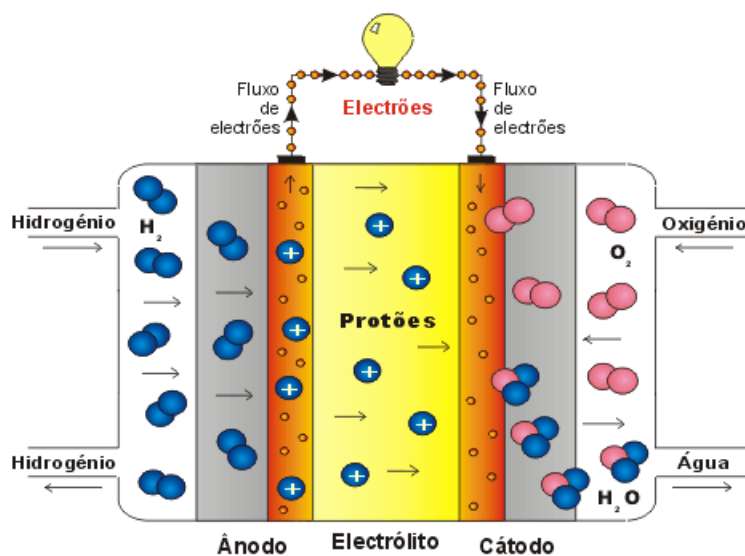


Figura 55 – Esquema de funcionamento de uma célula de combustível [86]

É de extrema importância a seleção do eletrólito, para que o mesmo permita unicamente, a transferência de iões entre o ânodo e o cátodo. Se os eletrões ou outras substâncias, se transferirem através do eletrólito, a performance da célula de combustível pode ficar afetada. Com a finalidade de alcançar um melhor desempenho e funcionamento da célula de combustível, os elétrodos devem ter áreas elevadas de contacto e o eletrólito uma espessura reduzida [86].

Os vários tipos de células de combustível são classificados consoante o tipo de eletrólito e a temperatura de funcionamento [80], tais como: Células de combustível com membrana de permuta protónica, Células de combustível alcalinas (AFC), Células de combustível de ácido fosfórico (PAFC), Células de combustível de carbonato fundido (MCFC), Células de combustível de óxido sólido (SOFC), Células de combustível a metanol (DMFC). As principais diferenças entre estes tipos de células são o eletrólito usado, a temperatura de funcionamento, a sua configuração e o seu campo de aplicação [88].

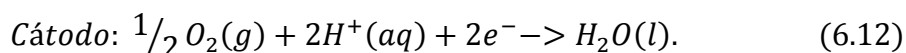
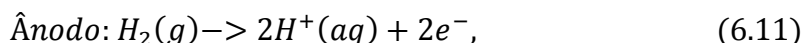
Tabela 6 Classificação e caracterização dos diferentes tipos de células de combustível [89]

Tipo de célula	Eletrólito	Combustível	Oxidante	Ião condutor	Temperatura de func. (°C)	Eficiência (%)
PEM	Membrana de polímero	H ₂ (puro)	O ₂ (ar)	H ⁺	80-100	40-60
AFC	Hidróxido de potássio	H ₂ (puro)	O ₂ (puro)	OH ⁻	90-100	60-70
PAFC	Ácido fosfórico	H ₂ (puro)	O ₂ (ar)	H ⁺	100-250	35-45
MCFC	Carbonato fundido	H ₂ (impuro)	O ₂ (ar)	CO ₃ ²⁻	600-700	50-60
SOFC	Óxido de zircónio	H ₂ (impuro)	O ₂ (puro)	O ²⁻	700-1000	50-60
DMFC	Membrana de polímero	CH ₃ OH	O ₂ (ar)	H ⁺	50-120	40-50

6.2.10.1. PEM

As células de combustível de membrana de permuta protónica, utilizam uma membrana de polímero sólido (ácido sulfónico fluorizado) como eletrólito, sendo uma boa condutora de prótons do ânodo para o cátodo. Estas células utilizam elétrodos de carbono poroso e um catalisador de platina que permite elevadas performance, utilizando como combustível, o hidrogénio puro e o oxigénio contido no ar para funcionar, não necessitando de líquidos corrosivos como outras células. O único líquido presente na célula de combustível é água pura, pelo que existem poucos riscos de corrosão. A utilização da água é de extrema importância, porque a membrana necessita de estar permanentemente húmida durante o funcionamento, para que a temperatura se mantenha no intervalo de 60° a 100°C [85][86]. A operação das células a baixa temperatura, permite-lhes ter um arranque rápido de funcionamento, resultando menos desgaste para os componentes do sistema e maior durabilidade [90]. Além do hidrogénio como combustível, as células de combustível PEM podem funcionar com combustíveis alternativos, como o metanol, etanol e propano, desde que este sejam convertidos antecipadamente em hidrogénio [86].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível PEM [85]:



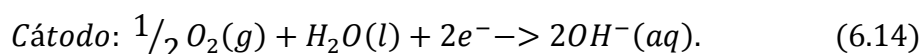
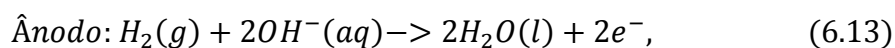
As células PEM possuem uma elevada densidade de potência, baixo peso e volume, quando comparadas com os outros tipos de células, apresentando uma eficiência energética de 35% a 45% e uma reduzida emissão de poluentes quando alimentadas por hidrogénio puro e oxigénio. O custo da platina do catalisador aumenta o custo da célula, sendo muito sensível a contaminação por monóxido de carbono e outros agentes sulfurosos [89].

Este tipo de células são utilizadas em aplicações de transporte e algumas aplicações estacionárias. Devido ao seu rápido arranque de funcionamento e à relação de elevada potência e baixo peso, as células de combustível PEM são adequadas para utilização em veículos automóveis [90].

6.2.10.1. AFC

As células de combustível alcalinas foram o primeiro tipo de células a serem desenvolvidas, e usadas no programa espacial da NASA. As células de combustível alcalinas, utilizam uma solução aquosa de hidróxido de potássio como eletrólito. As células de combustível de alta temperatura operam entre 100° e 250°C, contudo as células mais recentes operam a baixas temperaturas de cerca 23° a 70° C [86][90]. Nestas, ao contrário das PEM, a água forma-se no eletrodo de alimentação do combustível (cátodo), ao mesmo tempo que a reação no ânodo consome água, implicando um sistema de gestão de água [85]. Neste tipo de células de combustível, a reação do oxigénio no cátodo é mais simples, do que a redução do oxigénio nas células não alcalinas, reduzindo assim as perdas de arranque e tornando estas células das mais eficientes [86].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível AFC [85]:



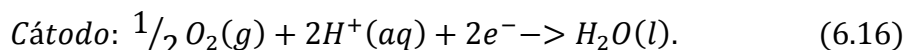
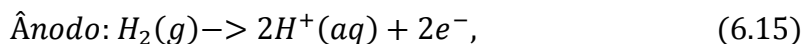
A grande desvantagem deste tipo de células é a sensibilidade à contaminação de dióxido de carbono no eletrólito, afectando o seu funcionamento. Mesmo uma pequena quantidade de dióxido de carbono no ar, pode interferir no correto funcionamento da célula, sendo necessário purificar tanto o hidrogénio como o oxigénio utilizados na célula. O processo de purificação é dispendioso, mas a sensibilidade da célula ao dióxido de carbono também diminui o seu tempo de vida útil, obrigando a um custo adicional de substituição da mesma. Apresentam uma eficiência energética de 45% a 60% [90].

6.2.10.1. PAFC

As células de combustível ácido fosfórico utilizam ácido fosfórico como eletrólito líquido para conduzir o hidrogénio, sendo as primeiras células a ser produzidas comercialmente e um dos tipos de células mais avançada. A temperatura de funcionamento varia entre 150°C e 200°C, o que permite o uso da produção de vapor deste tipo de células em sistemas de cogeração de energia [85][86]. Para baixas temperaturas, o ácido fosfórico é um mau

condutor iónico e o envenenamento da platina pelo monóxido de carbono no ânodo torna-se mais severo [86].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível PAFC [85]:



As células PAFC são mais tolerantes às impurezas dos combustíveis fósseis, que foram transformados em hidrogénio para utilizar nas células de combustível, que são facilmente afetados pelo monóxido de carbono que se fixa no catalisador de platina no ânodo, diminuindo a eficiência da célula de combustível. São células geralmente dispendiosas, grandes e pesadas, necessitando de um catalisador de platina tal com as células PEM, elevando o custo desta célula de combustível. Este tipo de células é utilizado como gerador de energia estacionária, mas também em veículos [90].

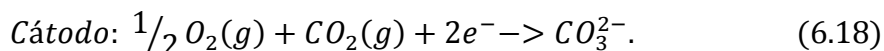
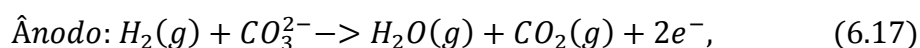
6.2.10.1. MCFC

As células de combustível de carbonato fundido são células de elevadas temperaturas (500° a 800°C), que utilizam como eletrólito carbonatos alcalinos, como carbonato fundido, carbonato lítio-potássio ou carbonato lítio-sódio [85][90].

Devido às altas temperaturas de funcionamento, as células não necessitam de utilizar metais caros nos elétrodos reduzindo assim os custos. Pela mesma razão, estas células conseguem decompor hidrocarbonetos (como gás natural, propano e biogás), podendo usar vários tipos de combustível [90].

Estas células, ao contrário das células de combustível de membrana de permuta protónica, alcalinas e de ácido fosfórico, não necessitam de um reformador externo para converter os combustíveis mais densos em hidrogénio. Devido a estas células operarem a elevadas temperaturas, os combustíveis são convertidos em hidrogénio dentro da própria célula, o que também reduz o seu custo [90].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível *MCFC* [85]:

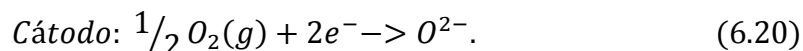
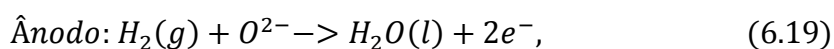


A principal desvantagem deste tipo de célula é a sua durabilidade, uma vez que as células funcionam a altas temperaturas, e o facto de utilizar um eletrólito corrosivo, aceleram a corrosão, reduzindo o tempo de vida útil das células. Se o calor da célula for aproveitado para aquecimento, ou para produção de energia adicional através de uma turbina, a eficiência do sistema pode ser de 85% [90]. Esta tecnologia de células precisa de um sistema de aquecimento do combustível, o que implica custos adicionais e o tempo arranque das células torna-se mais lento, obrigando ainda, ao uso de sistemas de gestão do dióxido de carbono e proteção dos elétrodos, bem como o isolamento da temperatura das células [85]. As células de combustível *MCFC* estão a ser desenvolvidas actualmente para gás natural, centrais de energia à base de carvão e aplicações militares [90].

6.2.10.1. SOFC

Estas células funcionam a altas temperaturas entre 600° e 1000°C, pelo que suprime a necessidade de utilizar materiais caros, reduzindo o seu custo. O eletrólito utilizado neste tipo de célula é um material cerâmico, sólido e não poroso. O princípio desta célula difere um pouco das outras, pelo facto de os iões que transitam pelo eletrólito, serem os de oxigénio e não os de hidrogénio [86][90]. Com o funcionamento a altas temperaturas, ocorre a condução dos iões de oxigénio do ânodo para o cátodo, ocorrendo a formação de água no ânodo [85]. Neste tipo de célula pode ser utilizado metano directamente, não sendo necessário a utilização de reformação externa. Apesar das temperaturas superiores a 1000°C, o eletrólito mantém-se constantemente no estado sólido, eliminando partes móveis na célula [86].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível *SOFC* [85]:

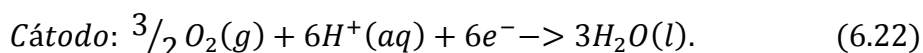
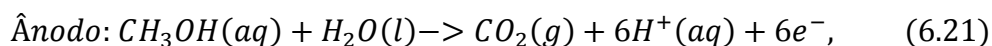


Estas células têm como desvantagem a necessidade de utilizar um sistema de aquecimento do combustível, o que se traduz num arranque lento para a célula e requer a utilização de um sistema de isolamento da temperatura, que contenha o calor e proteja as pessoas contra queimaduras [90].

6.2.10.2. DMFC

As células de combustível DMFC são semelhantes às células de PEM, no sentido de utilizar uma membrana de polímero como eletrólito. A grande maioria das células de combustível, utilizam o hidrogénio como combustível, que pode ser puro ou processado a partir de hidrocarbonetos. Neste tipo de células, não é utilizado o hidrogénio mas sim o metanol [90]. As células de combustível DMFC são alimentadas directamente pelo ânodo, por uma mistura de metanol com vapor de água. O metanol tem uma densidade de energia superior ao hidrogénio, e é mais fácil de transportar e armazenar para fornecer ao público, por ser um líquido [90].

Reação química que ocorre no interior da célula de combustível *DMFC* [85]:



A tecnologia de células de combustível de metanol direto é relativamente recente, comparado com as restantes células de combustível, alimentadas por hidrogénio puro, sendo estas células mais baratas, mas apresentam um baixo rendimento e densidade de potência [90]. A baixa temperatura de funcionamento destas células torna-as atrativas para pequenas e médias aplicações, como portáteis, carregadores de baterias de aparelhos eletrónicos, barcos e autocaravanas [89].

7. CASO DE ESTUDO

7.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O caso prático refere-se à instalação de um sistema híbrido numa fábrica de injeção de plásticos, que fica situada no parque industrial de Rio Tinto, no distrito do Porto. Foi desenvolvido um projeto para implementação de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, para atender à redução dos consumos de energia criados pela fábrica na forma de autoconsumo. O edifício tem dois pisos, é constituído por uma zona fabril com três máquinas de injeção de plásticos e uma de pintura dos materiais. Tem dois escritórios, um espaço com bar, uma área de vendas e um armazém, totalizando uma área de 132 m². A empresa tem uma potência contratada de 27,6 kVA, o ciclo horário é diário e a tarifa contratada é Baixa Tensão Normal (BTN) média, não sendo indicada a ponta de consumo neste tipo de tarifário. Através de uma verificação à cobertura do edifício, foi constatada a possibilidade de aproveitamento do telhado para instalação dos painéis fotovoltaicos, não existindo qualquer zona sombreada, logo não prejudica o desempenho deste sistema.

7.1.1. RECOLHA E ANÁLISE DOS CONSUMOS ENERGÉTICOS

Com vista ao dimensionamento do sistema híbrido de produção de energia, essencial à redução energética da empresa, foi indispensável a determinação dos consumos

energéticos da empresa. Foram assim recolhidas leituras na empresa durante duas semanas completas, correspondentes ao mês de Dezembro de 2013. Foram obtidos dados sobre a energia anual consumida, a energia mensal, a energia diária e a potência de pico diária. Os dados de energia obtidos da empresa podem ser consultados em tabelas nos anexos A, B, C e D. O consumo médio mensal de energia elétrica foi determinado com recurso às faturas de energia, no período de Janeiro a Dezembro de 2013, como podemos ver na figura 56. Em relação ao consumo médio diário, este foi estabelecido com recurso a leituras de energia efetuadas de hora a hora, na própria empresa num período de duas semanas, encontrando-se a tabela de valores verificados no anexo D.

Através do gráfico da figura 56, é possível analisar que Janeiro é o mês de maior consumo de energia elétrica atingindo 3.290 kWh, e o mês de Julho com menos consumo, atingindo os 1.948 kWh. O consumo médio mensal rondou os 2.412 kWh, perfazendo um consumo anual de energia de 28.938 kWh. No anexo A e B, encontra-se as tabelas referentes aos consumos mensais, anuais, períodos tarifários e o custo de energia.

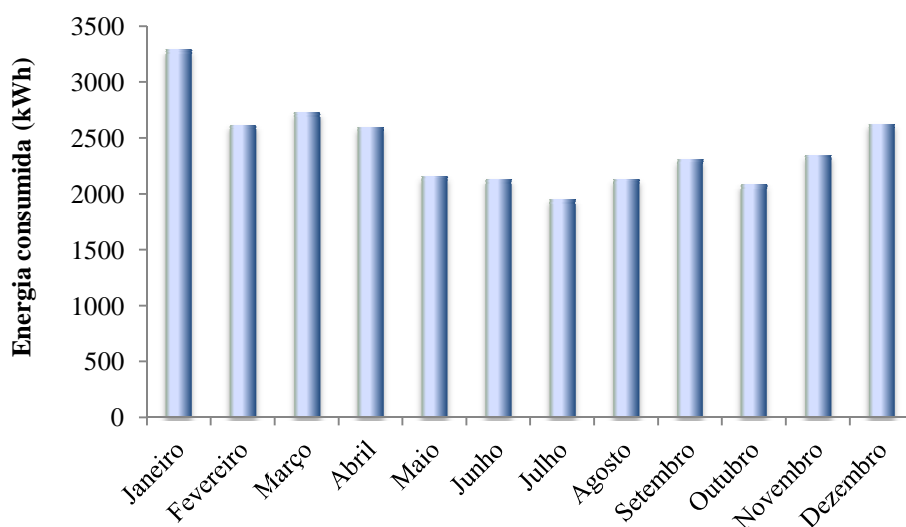


Figura 56 – Energia média mensal consumida na empresa

Analisados os consumos energéticos, concluímos que a média mensal de consumos nos diversos períodos, corresponde a 6% do consumo médio total nas horas de vazio (período noturno), enquanto o consumo nas horas de cheia perfaz 73%, e em horas de ponta 21%, como podemos constatar na figura 57. Estes valores de consumo estão directamente relacionados com o horário laboral da empresa, que é entre as 9h00 e as 18h00, período este, que abrange as horas de ponta e cheia, com um consumo de energia de 94%. No

período noturno verifica-se um baixo consumo de energia devido a apenas estarem alguns aparelhos em *stand-by*, mas que consomem uma pequena quantidade de energia.

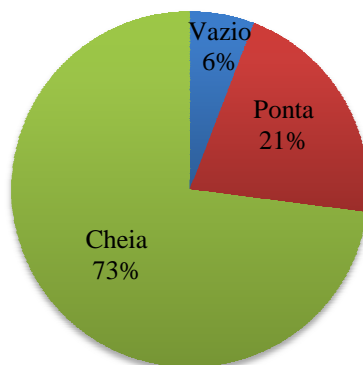


Figura 57 – Distribuição do consumo de energia por períodos tarifários

A média mensal do consumo de energia situou-se nos 2.412 kWh, perfazendo uma faturação em média, de 505 € mensais. Nas tabelas do anexo C, podem ser verificados os valores dos custos de energia, em que, nas horas de vazio ocorreu em média um gasto de 14 € por mês, e com as horas de cheia e ponta a terem em média gastos de 311 € e 180 €, respetivamente. Na figura 58, são apresentados os valores da energia mensal consumida pela empresa nos diferentes períodos tarifários.

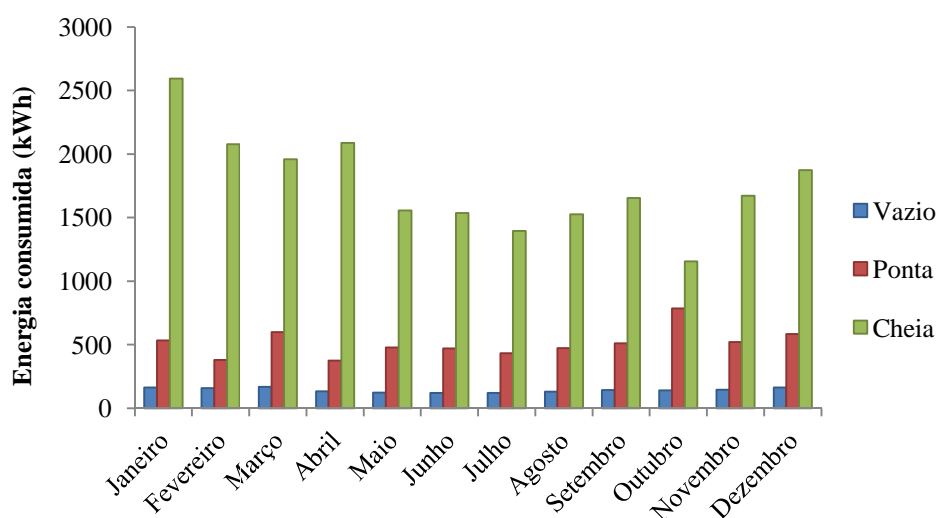


Figura 58 – Energia consumida mensalmente por período tarifário

Foi criado um perfil de consumo diário através da análise de leituras de duas semanas na empresa, sendo possível verificar que no dia 11 de Dezembro ocorreu os valores mais altos de consumo durante o período de leituras. No anexo D, encontram-se os valores das leituras efetuadas de hora a hora, no período de duas semanas nomeadamente de 2 a 15 de Dezembro de 2013. Na figura 59, pode ser observado o diagrama de carga para o dia semanal com maior consumo e um dia de fim de semana, que foi considerado neste estudo.

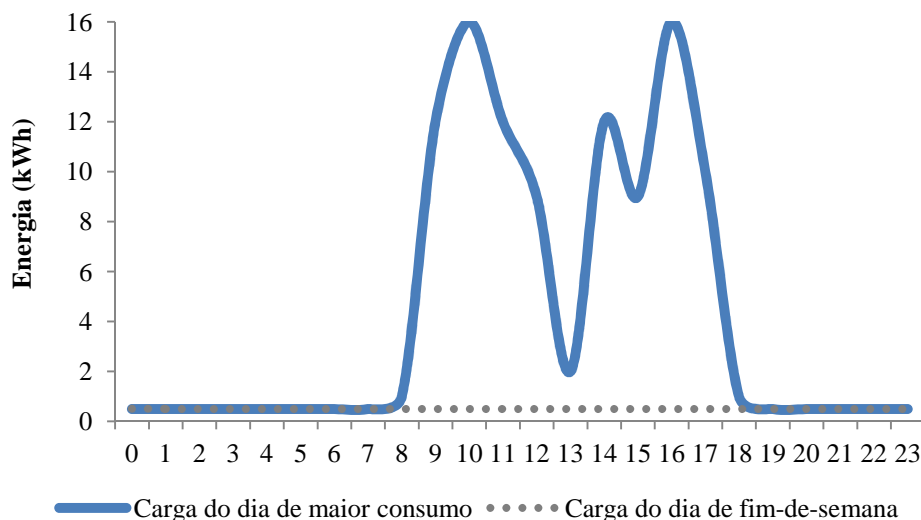


Figura 59 – Energia média diária consumida no dia mais elevado das leituras e fim-de-semana

Será usado neste trabalho o perfil do diagrama de carga deste dia (11 de Dezembro) para redundância do sistema. Atendendo que, além de se ter verificado o maior consumo diário de energia em 107 kWh, este teve uma potência de pico elevada de 16 kWh.

7.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO

7.2.1. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EÓLICO

Para dimensionar o sistema híbrido de produção de energia, a primeira etapa do processo focaliza-se na seleção de uma turbina eólica, que será escolhida com base na sua potência, preço de aquisição e da energia que produz. A energia produzida pela turbina será obtida através do modelo matemático da distribuição de *Weibull* e da curva de potência do aerogerador. De seguida, serão apresentados mais pormenorizadamente todos estes passos.

7.2.1.1. RECURSO EÓLICO

A produção de um sistema eólico depende especialmente das condições do vento num determinado local [36]. Devido à escassez de informação disponível relativa aos dados das velocidades do vento, por parte das entidades responsáveis nessa área, foi consultado a base de dados *RetScreen* [91], de recursos de energia renovável, que disponibiliza dados da velocidade do vento média mensal por distrito. É um *site* de meteorologia e energia solar, patrocinado pelo programa ciência da terra da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA). Através dos parâmetros geográficos da localidade do Porto, foi possível obter informação da velocidade do vento mensal para uma altura de 50m, no período dos 12 meses do ano, mas com a limitação do rigor dos dados da velocidade do vento para a zona em questão [91]. O correto dimensionamento do sistema eólico seria a utilização dos valores horários dos ventos lidos no próprio local da instalação, através de um anemómetro [25], mas infelizmente não é possível (pelo menos de forma gratuita), e como tal serão usados os valores mensais disponibilizados pelo *Retscreen*. Na tabela 7, apresentam-se os valores mensais da velocidade do vento para a zona do Porto adquiridos a uma altura de 50m.

Tabela 7 Velocidade do vento mensal à altura de 50m no distrito do Porto [91]

Mês	Velocidade (m/s)
Janeiro	6,86
Fevereiro	7,08
Março	6,76
Abril	6,49
Maio	5,72
Junho	5,34
Julho	5,53
Agosto	5,23
Setembro	5,31
Outubro	5,87
Novembro	6,52
Dezembro	6,92

7.2.1.2. SELEÇÃO DA TURBINA EÓLICA

Das turbinas eólicas pesquisadas, concluiu-se que existe uma grande variedade de turbinas de pequeno porte para diversas aplicações. A seleção da turbina baseou-se na potência nominal, na velocidade mínima para arranque da turbina (*cut-in*), no seu custo de aquisição e a energia produzida. Foram assim analisados quatro tipos de turbinas eólicas de vários fabricantes, para baixas potências nominais, variando entre os 5 kW e os 10 kW.

Para efetuar uma previsão de produção de energia dos aerogeradores selecionados, utilizou-se o modelo de vento quase estacionário, sendo necessário uma descrição matemática da velocidade do vento e da característica elétrica do aerogerador. A caracterização da velocidade do vento pode ser feita, recorrendo-se a funções estatísticas que indicam a probabilidade da velocidade média do vento ser igual a um determinado valor [36][92]. A função de densidade de probabilidade que utilizamos para descrever o regime de ventos foi a de *Weibull*.

Foi consultado o atlas do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) [92], de forma a obter os dados da distribuição dos ventos no distrito do Porto, os parâmetros de forma, a escala da distribuição de probabilidade de *Weibull*, e uma estimativa da velocidade média do vento anual. Estes dados foram utilizados no método de cálculo do modelo de vento quase estacionário, referido no capítulo 4, com intuito de determinar uma estimativa de energia que os aerogeradores eram capazes de produzir para o local da nossa instalação.

No anexo E, é apresentado os cálculos energéticos determinados através do modelo matemático da distribuição de *Weibull*, para a turbina EVANCE R9000. Através deste método, obtivemos um perfil de ventos anual, representando assim, a probabilidade de uma dada velocidade ocorrer no referido local da instalação. Conhecendo o perfil de ventos, através dos parâmetros c e k , da distribuição da *Weibull* e os dados das características técnicas do aerogerador (curva de potência), foi possível calcular uma estimativa da energia que cada aerogerador produzia [36]. Foi utilizado o *Excel* para efetuar todos os cálculos e determinar a energia anual dos aerogeradores, sendo apresentado aqui apenas os resultados. Com um fator de escala de 5,8 m/s e um fator de forma 2,1 m/s, conseguimos assim obter a distribuição de *Weibull* para o distrito do Porto, que se pode observar na figura 60.

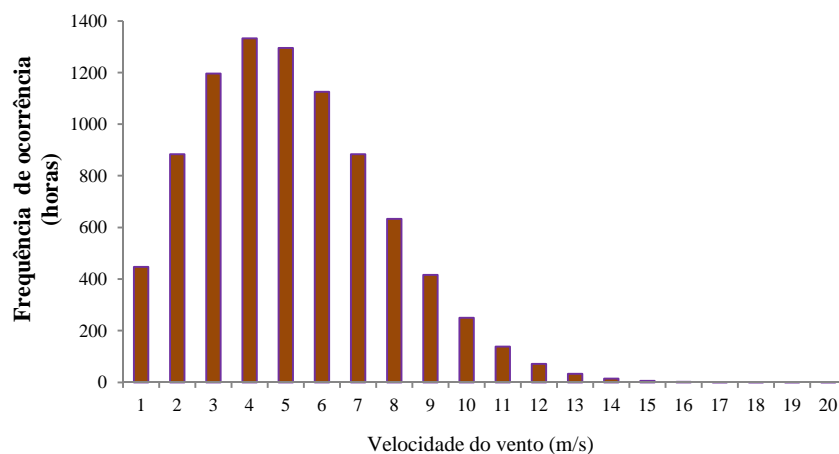


Figura 60 – Distribuição de *Weibull* para o distrito do Porto

A energia elétrica produzida pela turbina eólica é obtida através da multiplicação da densidade de probabilidade ocorrida para cada velocidade (figura 60) e a potência do aerogerador R9000 (anexo F), como podemos confirmar através da equação (4.10) e na figura 61.

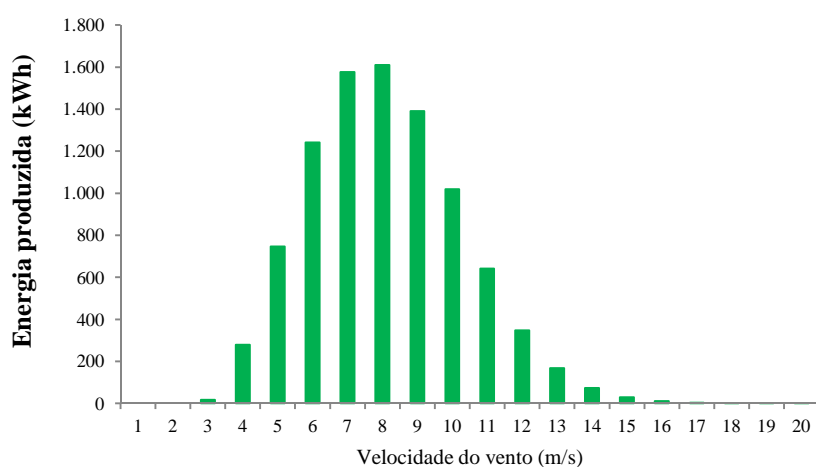


Figura 61 – Energia produzida pela turbina EVANCE

Na tabela 8, apresentam-se as características das turbinas eólicas consultadas, indicando a sua potência nominal, velocidade inicial e final de produção de energia, custo de cada turbina e a estimativa de energia anual produzida usando o método de *Weibull*.

Tabela 8 Características dos aerogeradores analisados [29][93]

Características das turbinas	EVANCE	XZERES	BERGEY	BERGEY
Potência Nominal (kW)	5	10	7,5	10
Produção Nominal (m/s)	5,5	12	7,5	11
Diâmetro do rotor (m)	7	7,2	7	7
Velocidade inicial de produção (m/s)	3	3	3,4	3,4
Velocidade final de produção (m/s)	NONE	NONE	NONE	NONE
Preço da turbina (€)	41.107	63.090	40.441	47.065
Energia produzida (kWh/ano)	9.160	19.569	7.772	10.073
Preço (€/kWh) *	0,22	0,16	0,26	0,23
* Durante o período de vida da turbina				

A turbina EVANCE é aquela que apresenta menor potência nominal, contudo, apresenta velocidades inferiores a partir das quais começa a produzir energia, sendo neste caso uma vantagem, visto que o local onde se pretende instalar a turbina dispõe de velocidades de vento reduzidas. Em termos de energia anual produzida, a utilização desta turbina é vantajosa para velocidades inferiores a 8 m/s, sendo para valores de velocidade superiores, a turbina XZERES mais proveitosa.

Esta turbina apresenta um valor de 7.827,8 €/kW e 0,22 €/kWh, valores estes superiores ao aerogerador da XZERES. Verificou-se que a turbina EVANCE produzia mais energia do que a turbina da BERGEY 7.5 kW, em aproximadamente cerca 1.400 kWh/ano. Com base no exposto, concluímos que o modelo EVANCE R900, apresenta uma proposta mais equilibrada do ponto de vista custo/potência, associado ao facto das reduzidas velocidades de vento no local da instalação.

Na tabela 9, são apresentadas as principais características técnicas do modelo EVANCE R9000 de 5 kW, retiradas do anexo G.

Tabela 9 Características técnicas do aerogerador EVANCE R9000 [94]

Modelo	EVANCE R9000
Potência nominal (kW)	5
Velocidade de arranque (m/s)	3
Diâmetro do rotor (m)	7
Número de pás	3
Tensão de saída (Vdc)	200-470
Peso (kg)	30

O inversor que será utilizado é o *Windy Boy* da marca SMA, modelo WB5000A, atendendo que, este tipo de inversor possibilita uma adaptação ideal à curva de características da turbina, possuindo uma *Protection Box* para qualquer mudança de carga rápida e constante [94], apresentando-se as suas características na tabela 10.

Tabela 10 Características técnicas do inversor WB5000A [94]

Fabricante	SMA
Modelo	WB 5000 A
Potência Nominal (W)	5750
V _{máx} (V)	600
V _{min} (V)	246
I _{máx} (A)	26
Eficiência (%)	96,1
Peso (Kg)	62

7.2.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Normalmente um sistema fotovoltaico dimensiona-se de acordo com o pior mês do ano, ou seja, é o mês em que a carga a ser alimentada é maior e em que a radiação solar disponível atinge o valor mais baixo do ano [36]. Os meses em que se verificam os maiores níveis de energia incidente (kWh/m^2), são os pertencentes às estações da Primavera e Verão. Atendendo a que, os ventos mais fortes da época de Inverno, originam uma produção de energia eólica mais elevada, foi tido o cuidado de dimensionar o sistema fotovoltaico para o melhor mês de radiação verificado durante o ano, de modo a maximizar a produção de energia pelas duas fontes de energia renováveis.

7.2.2.1. RECURSO SOLAR

A radiação solar pode ser obtida através de vários métodos e programas, não sendo fácil a escolha da melhor solução, visto que, cada um utiliza diferentes períodos de observação, diferentes bases de dados e diferentes parâmetros atmosféricos. Atualmente, existem vários programas com um elevado grau de exatidão para dimensionar sistemas fotovoltaicos, incorporando determinados conjuntos de módulos solares, inversores e seguidores solares [95]. Neste estudo, foi utilizado o simulador *Photovoltaic Geographic Information System* (PVGIS), de acesso livre que é disponibilizado pela Comissão Europeia e permite obter a radiação solar em qualquer ponto da Europa, bastando para isso introduzir as coordenadas geográficas do local. O simulador é bastante simples e intuitivo de utilizar, mesmo para pessoas menos experientes em relação ao assunto da energia fotovoltaica. Esta aplicação consegue fornecer dados da radiação solar diária, mensal, as componentes global, direta e difusa da irradiação e temperatura ambiente. Através do PVGIS, podemos saber a insolação média em qualquer ponto da Europa, bastando conhecer as suas coordenadas geográficas – latitude e longitude do local [96]. Na tabela 11, são apresentados os valores da estimativa da irradiação solar e da temperatura média mensais para a zona de Rio Tinto.

Tabela 11 Irradiação solar e temperatura média mensais zona de Rio Tinto [96]

Mês	Irradiação (Wh/m ² /dia)	Temperatura ambiente (°C)
Janeiro	1.960	9,8
Fevereiro	2.970	10,5
Março	4.290	13
Abril	5.450	13,8
Maio	6.580	16,2
Junho	7.330	19,5
Julho	7.370	21
Agosto	6.560	21,3
Setembro	5.170	19,3
Outubro	3.390	16,6
Novembro	2.200	12,5
Dezembro	1.790	10,2

Usando a radiação média mensal para o melhor mês, com o valor de 7.370 Wh/m²/dia retirado da tabela 11, procedeu-se ao cálculo do número de horas de pleno de sol (HPS) equivalentes à irradiância padrão de 1.000 W/m², através da expressão (7.1) [97]:

$$HPS = \frac{7.370 \text{ Wh/m}^2}{1.000 \text{ W/m}^2} \quad (7.1)$$

$$HPS = 7,37 \text{ horas}$$

O cálculo da potência do sistema fotovoltaico a ser instalado, vai ser determinado em função do valor de consumo de energia que a turbina eólica não consegue suprir a carga, sendo o sistema fotovoltaico incumbido de completar o consumo restante da empresa.

$$E_{\text{Fotovoltaico}} = E_{\text{Consumo}} - E_{\text{Eólico}} \quad (7.2)$$

$$E_{\text{Fotovoltaico}} = 28.938 \text{ kWh} - 9.160 \text{ kWh} = 19.778 \text{ kWh}$$

Visto que, o sistema híbrido será equiparado a um sistema do tipo autónomo, de acordo com a opinião de um prestador de serviços renováveis [28], será utilizado um inversor *Sunny Island* para gestão do carregamento das baterias. Neste tipo de inversor pode ser integrado à corrente alternada de 230 V, grupos geradores, sistemas fotovoltaicos, eólicos, centrais hidroelétricas, baterias e produção de cogeração. É um equipamento inteligente para efetuar a gestão do sistema, criando uma rede de corrente alternada de alta qualidade e protegendo as baterias, aumentando o tempo de vida útil do sistema [94]. No cálculo da potência mínima do sistema fotovoltaico a instalar na equação (7.3) [97], será tido em conta o valor da energia calculado na equação (7.2) e o produto do número de horas de pleno de sol na equação (7.1) com o rendimento do inversor e do *Sunny Island*.

$$P_{\min} = \frac{E_{\text{Fotovoltaico}}}{HPS \times \eta_{\text{Inv}} \times \eta_{\text{InvSunny}} \times 365} \quad (7.3)$$

$$P_{\min} = \frac{19.778}{7,37 \times 0,98 \times 0,95 \times 365} = 7,89 \text{ kW}$$

7.2.2.2. SELEÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Para selecionar o painel fotovoltaico a ser implementado neste estudo, foi feita uma análise ao custo de aquisição de vários painéis de diferentes potências, e à energia que estes produziram anualmente nas condições do local da sua instalação. Deste modo, foram selecionados seis modelos de painéis fotovoltaicos com a tecnologia de células fotovoltaicas de silício monocristalino. Na tabela 12, são apresentadas as características dos modelos de painéis utilizados na avaliação do melhor painel a ser utilizado.

Tabela 12 Características dos painéis fotovoltaicos analisados [28]

Características	Painéis selecionados					
Fabricante	Bp Solar	Bosch	Solarworld	Sunpower	Sunpower	Sunpower
Modelo	Bp 4 Series	C-Si M60	Plus SW 270	E 20/327	E 20/333	X21/345
Tipo de células	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Potência Nominal (W)	185	270	270	327	333	345
Eficiência (%)	14,8	16,5	16,1	20,1	20,4	21,5
Nº de células	72	60	60	96	96	96
Área (m ²)	1,25	1,64	1,68	1,63	1,63	1,63
Peso (Kg)	15,4	21	21,2	18,6	18,6	18,6
Preço do painel	369 €	298,89 €	348,70 €	653,28 €	685,42 €	722,98 €

É possível calcular o valor mensal e anual da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, utilizando o modelo matemático que representa a célula fotovoltaica descrito no capítulo 5. Este método, permite determinar a energia mensal e anual, com base nas características técnicas de cada módulo fotovoltaico ($V_{max}^r, I_{max}^r, V_{ca}^r, I_{max}^r$), nas condições padrão de teste (STC), e os valores da radiação solar e temperatura ambiente anual do respetivo local em que se pretende instalar o sistema fotovoltaico.

No anexo I, é apresentado o modelo matemático para cálculo da potência e da energia anual, utilizando as características técnicas do painel da marca *Bosch*. Foi utilizado o *Excel* para determinar a potência e energia anual dos painéis fotovoltaicos, sendo apresentado

aqui apenas os resultados. Na tabela 13, são expostos os dados que comparam a escolha dos painéis fotovoltaicos, sendo expressa a energia anual produzida por cada painel utilizando o método matemático descrito anteriormente.

Tabela 13 **Análise aos painéis selecionados através do método matemático**

Potência a instalar de 7,89 kW	Bp 4 series	C-Si M60	Plus SW 270	E 20/327	E 20/333	X21/345
Nº de painéis necessários	42,6	29,2	29,2	24,1	23,7	22,9
Nº de painéis a instalar	43	29	29	24	24	23
Potência real a ser instalada (W)	7.955	7.830	7.830	7.848	7.992	7.935
Área necessária para instalação (m ²)	53,75	47,56	48,72	39,12	39,12	37,49
Energia produzida pelo nº painéis (kWh/ano)	12.932,9	12.792,3	12.973,2	13.132,8	13.579,0	13.488,5
Preço da instalação de 7,89 kW (€)	15.857,0	8.667,8	10.112,6	15.682,7	16.446,0	16.639,0
Preço da instalação (€/kWh)	1,22	0,68	0,78	1,19	1,21	1,23

Para confirmar os resultados calculados através do modelo matemático da célula fotovoltaica, decidiu-se utilizar um *software* de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de licença livre, neste caso o *Sunny Web Design* [98]. Considerando uma potência mínima de 7,89 kW no sistema fotovoltaico a instalar, calculado na equação (7.3), foi obtido através do *software*, a energia que cada painel era capaz de produzir para o distrito do Porto. Na tabela 14, é apresentada a energia produzida por cada painel através do *software* e do modelo matemático da célula fotovoltaica, com a respetiva diferença de energia entre ambos.

Tabela 14 **Análise da energia produzida pelos painéis seleccionados**

Potência a instalar de 7,89 kW	Bp 4 series	C-Si M60	Plus SW 270	E 20/327	E 20/333	X21/345
Nº de painéis a instalar	43	29	29	24	24	23
Potência real a ser instalada (kW)	7,96	7,83	7,83	7,85	7,99	7,94
Energia produzida usando <i>software</i> (kWh)	11.394,50	11.402,30	11.408,90	11.577,20	11.826,0	11.773,0
Energia produzida usando método matemático (kWh)	12.932,9	12.792,3	12.973,2	13.132,8	13.579,0	13.488,5
Diferença de Energia (kWh)	1.538,40	1.390,02	1.564,34	1.555,61	1.752,97	1.715,49

Pelos resultados obtidos, concluímos que entre o *software* e o método da célula fotovoltaica existe uma diferença de valores de energia produzida que varia entre 1.390,02 kWh e 1.752,97 kWh, para os diferentes painéis. A estimativa de energia produzida pelo método da célula fotovoltaica é superior ao valor estimado pelo *software*, numa gama de valores que oscila entre os 10,8% e os 12,9%. Esta situação, deve-se ao facto de os dados de entrada (radiação e temperatura ambiente) do *software* serem ligeiramente mais reduzidos, e ter em consideração determinadas perdas.

Utilizando a estimativa de energia produzida pelos painéis obtida pelo *software*, é apresentado o preço da instalação do sistema fotovoltaico, na tabela 15.

Tabela 15 **Análise ao preço da instalação dos painéis seleccionados**

Potência a instalar de 7,89 kW	Bp 4 series	C-Si M60	Plus SW 270	E 20/327	E 20/333	X21/345
Energia produzida (kWh)	11.394,50	11.402,30	11.408,90	11.577,20	11.826,00	11.773,00
Preço do conjunto de painéis (€)	1.994,59	1.107,00	1.291,52	1.997,79	2.058,32	2.095,32
Custo da energia produzida (€/kWh)	0,175	0,097	0,113	0,172	0,174	0,178

Com base nestes resultados, a nossa escolha incidiu no modelo C-Si M60 da marca *Bosch*, uma vez que este, apresenta a melhor relação custo do painel/energia produzida. O custo da energia produzida para o modelo da *Bosch* é de 0,097 €/kWh.

7.2.2.3. DIMENSIONAMENTO DO NÚMERO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Após a determinação do número de painéis através do *Sunny Web Design*, será apresentado de seguida as fórmulas de cálculo dos painéis necessários para o sistema e a sua área respetiva de ocupação, a partir das características do painel indicadas no anexo K.

$$N^{\circ} \text{ de painéis necessários} = \frac{\text{Potência a instalar}}{\text{Potência de pico do painel}} \quad (7.4)$$

$$N^{\circ} \text{ de painéis necessários} = \frac{7.890 \text{ w}}{270 \text{ w}} = 29,2 \text{ painéis}$$

$$N^{\circ} \text{ de painéis a utilizar} = 30 \text{ painéis}$$

$$\text{Área de ocupação} = 1,64 \times 30 = 49,2 \text{ m}^2 \quad (7.5)$$

O modelo de inversor que será utilizado no sistema fotovoltaico é da marca SMA, por ser usado nas diferentes redes de corrente alternada, devido ao seu isolamento galvânico, que oferece uma elevada eficiência e um peso reduzido [94]. O inversor a ser utilizado no sistema fotovoltaico, será o modelo SB8000 TL, apresentando-se as suas características na tabela 16 e no anexo L.

Tabela 16 Características técnicas do Inversor SB8000TL [94]

Fabricante	SMA
Modelo	SB 8000 TL
Potência Máxima (W)	8200
V _{máx} (V)	800
V _{min} (V)	330
I _{máx} (A)	15
Eficiência (%)	98
Peso (Kg)	65

A potência máxima DC admitida pelo inversor é de 8.200 W, logo considerando a utilização de 30 painéis de 270 W, temos uma potência no valor de 8.100 W. Como é verificada a condição ($8.100 \text{ W} < 8.200 \text{ W}$), é possível a utilização do inversor proposto [97].

O número máximo de módulos que é possível ligar em série, pode ser obtido através da equação (6.6) [97]:

$$N_s^{max} < \frac{V_{max}^{Inv}}{V_{ca(módulo \text{ a } -10^\circ C)}} \quad (7.6)$$

$$N_s^{max} < \frac{800 \text{ V}}{38,22 \text{ V}} = 20,9$$

Em que, V_{max}^{Inv} representa a tensão máxima DC no inversor e $V_{ca(módulo \text{ a } -10^\circ C)}$ representa a tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de $-10^\circ C$, nas condições de referência. Verifica-se que é possível ligar 21 painéis fotovoltaicos em série, sem que a tensão máxima do inversor seja ultrapassada [97].

O número mínimo de módulos que é possível ligar em série, pode ser obtido através da equação (6.7) [97]:

$$N_s^{min} > \frac{V_{min}^{Inv}}{V_{ca(módulo \text{ a } 70^\circ C)}} \quad (7.7)$$

$$N_s^{min} > \frac{330 \text{ V}}{30,85 \text{ V}} = 10,6$$

Em que, V_{min}^{Inv} representa a tensão mínima DC no inversor e $V_{ca(módulo \text{ a } 70^\circ C)}$ representa a tensão máxima do módulo à temperatura de $70^\circ C$, nas condições de referência [97].

O número de módulos que é possível associar em paralelo, pode ser obtido através da equação (6.8) [97]:

$$N_{fil} < \frac{I_{Inv}^{max}}{I_{fileira}^{max}} \quad (7.8)$$

$$N_{fil} < \frac{15 \text{ A}}{8,76 \text{ A}} = 1,7$$

Em que, I_{Inv}^{max} representa a corrente máxima de entrada permitida no inversor e $I_{fileira}^{max}$ representa a corrente máxima fornecida pelo módulo fotovoltaico [97].

Configuração do sistema fotovoltaico:

Número máximo de módulos por fileira = 21

Número mínimo de módulos por fileira = 11

Número máximo de fileira em paralelo = 2

De modo a não ultrapassar o limite da tensão de entrada do inversor, para uma potência de 8,10 kWp, serão necessários 15 módulos fotovoltaicos em série com duas fileiras, perfazendo o total desejado de 30 painéis fotovoltaicos.

Tabela 17 Configuração do sistema fotovoltaico

Configuração	
Potência real a instalar	8,10 kWp
Total de módulos	30
Módulos em série	15
Número de fileiras	2

O sistema fotovoltaico a ser implementado será fixo com 30 painéis, sendo estes orientados para Sul com uma inclinação de 36°, indicada como a ideal a partir da aplicação PVGIS. O conjunto dos 30 módulos fotovoltaicos, podem produzir aproximadamente 11.735,80 kWh/ano de acordo com *software Sunny Web Design* [98].

7.2.3. BALANÇO GERAL

Na tabela 18, são apresentados os valores da energia consumida na empresa anualmente e a estimativa de valores calculados para a produção dos sistemas eólico e fotovoltaico, bem como a energia que é necessária comprar à rede. Se não ocorrer determinadas velocidades de vento para a produção do sistema eólico, este não fornecerá a energia calculada, ficando o sistema dependente do sistema fotovoltaico e em último caso da rede elétrica de energia.

Tabela 18 Cálculos de dimensionamento do sistema

Cálculos efetuados	
Energia consumida na empresa (kWh/ano)	28.938
Estimativa de produção do aerogerador (kWh/ano)	9.160
Estimativa de produção dos painéis (kWh/ano)	11.735
Energia necessária comprar à rede (kWh/ano)	8.043

7.2.4. ARMAZENAMENTO

A bateria de armazenamento é um dos componentes mais dispendiosos nos sistemas renováveis, tornando os custos de instalação dos sistemas elevados, com um eventual sobredimensionamento. Com as características de intermitência sobre a produção dos sistemas renováveis, solar e eólica, o dimensionamento do banco de baterias é normalmente efetuado com dados pouco detalhados [66]. Optando-se pela instalação de um sistema híbrido, este tem o benefício de se utilizar duas fontes de energia que se complementam e que reduz a probabilidade de não existir qualquer tipo de produção de energia, tornando-se menos exigente o dimensionamento do sistema de armazenamento. No cálculo da capacidade do sistema de armazenamento, considerou-se como pressuposto que, o sistema de armazenamento devia armazenar a energia produzida pelas duas fontes durante o fim-de-semana, período em que a carga da empresa é praticamente nula e de forma a não se desperdiçar energia, fornecendo a mesma noutra altura à carga e evitando a compra de energia.

O valor determinado para a produção diário do sistema eólico foi de 25 kWh. No caso do sistema fotovoltaico, tomou-se como premissa o valor de produção diário com base no valor mensal calculado a partir do método da célula fotovoltaica, com uma estimativa de produção de 58 kWh/dia. Foi considerado como pressuposto nos cálculos de dimensionamento das baterias, que o sistema híbrido produzia 83 kWh/dia (25 kWh/dia + 58 kWh/dia), sendo que este valor, durante a semana de funcionamento da empresa não era suficiente para suprimir a carga, necessitando da compra de energia. Este valor de produção diário no período de fim-de-semana, é relativamente alto, em relação ao consumo da carga, visto que é necessário possuir um sistema de armazenamento de baterias. O consumo no fim-de-semana é de 12 kWh/dia, dado que o valor de produção do sistema híbrido estimado é de 83 kWh/dia, retirando deste valor a energia de 12 kWh necessário

para abastecer a carga num dia de fim-de-semana, ficando com um total de 71 kWh que terão de ser armazenados nas baterias, ou então desperdiçados pelo sistema, de acordo com a equação (6.9).

$$E_{necessária} = E_{produção\ do\ sistema} - E_{consumo\ da\ carga\ num\ dia\ de\ fim-de-semana} \quad (7.9)$$

$$E_{necessária} = 83\ kWh - 12\ kWh = 71\ kWh$$

Com a utilização do inversor *Sunny Island*, e admitindo a utilização de baterias da marca *Hoppecke* do modelo *Solar Series*, com células de 2 V ligadas em série, procedeu-se ao cálculo do número de baterias na equação (6.10), que perfaça a tensão de entrada de 48 V do inversor *Sunny Island* [66].

$$Número\ de\ baterias = \frac{V_{banco\ de\ baterias}}{Tensão\ das\ células\ da\ bateria} \quad (7.10)$$

$$Número\ de\ baterias = \frac{48\ V}{2\ V} = 24$$

A tensão nominal do banco de baterias será de 48 V com a utilização de 24 baterias agrupadas em série. A capacidade nominal de cada célula, expressa em ampere-hora, é determinada pela equação (6.11) [66]:

$$C_n = \frac{E_{necessária}}{V_{banco\ de\ baterias}} \quad (7.11)$$

$$C_n = \frac{71\ kWh \times 2\ dias}{48\ V} = 2958\ Ah$$

A escolha do modelo da bateria a ser utilizada, foi feita comparando as capacidades das baterias do modelo OPzS *Solar Power*, do fabricante *Hoppecke*, com a finalidade de encontrar uma capacidade igual ou superior à calculada na equação (6.11). Analisando as capacidades nominais das células desse modelo, podemos encontrar na figura 62, o modelo

cuja capacidade se aproxima da calculada. Através do quadro da figura 62, podemos constatar que a capacidade próxima ao valor calculado é de 3000 Ah.

Type	$C_{nom}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_{10}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_5/1.77\text{ V}$ Ah	$C_3/1.75\text{ V}$ Ah	$C_1/1.67\text{ V}$ Ah
4 OPzS 200	200	213	182	161	118
5 OPzS 250	250	266	227	201	147
6 OPzS 300	300	320	273	241	177
5 OPzS 350	350	390	345	303	217
6 OPzS 420	420	468	414	363	261
7 OPzS 490	490	546	483	426	304
6 OPzS 600	600	686	590	510	353
7 OPzS 700	700	801	691	596	411
8 OPzS 800	800	915	790	681	470
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699

Figura 62 – Tipos de bateria modelo OPzS e respectivos tempos de descarga [99]

O tipo de bateria selecionada foi o modelo OPzS *Solar Power* 3000, cuja capacidade nominal é de 3000 Ah, num conjunto de 24 células de 2 V, perfazendo um total de 48 V na tensão do banco de baterias. As características desta bateria podem ser analisadas na tabela 19 e anexo N.

Tabela 19 Características da bateria *Hoppecke* OPzS 3000 [100]

Características	Bateria selecionada
Fabricante	<i>Hoppecke</i>
Modelo	24 OPzS 3000
Capacidade (Ah)	3000
Tensão Nominal (V)	2
Eficiência (%)	86
Tempo de vida (anos)	20
Preço (€)	1.373,29

7.3. PROGRAMA DE SIMULAÇÃO UTILIZADO [101]

Existem vários tipos de programa para simulação de sistemas híbridos desenvolvidos nos últimos anos, destacando-se o HOMER, HYBRID2, RETSCREEN, entre outros. Este tipo de programas podem simular sistemas híbridos, mas também são capazes de simular os sistemas em separado, como um sistema exclusivamente só fotovoltaico ou só eólico, bem como, vários tipos de combinações possíveis de sistemas [57]. Nesta tese, o programa utilizado para auxiliar no dimensionamento e otimização do sistema híbrido foi o HOMER. O modelo de otimização de sistemas de produção de energia HOMER, é um programa desenvolvido pela *U.S. National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para auxiliar no desenvolvimento de pequenos sistemas de energia e facilitar na comparação das tecnologias de produção de energia com diferentes gamas de aplicação.

O *software* de simulação de energia HOMER é uma ferramenta de projeto e análise de sistemas híbridos de energia, que inclui diversos tipos de tecnologias de energia renováveis e não renováveis, entre eles painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, hidroelétricas, grupos geradores, baterias, células de combustível e biomassa. Atualmente, este *software* é utilizado em todo mundo, em especial em artigos científicos do *Institute of Electrical and Eletronics Engineers* (IEEE).

Em cenários de sistemas isolados ou ligados à rede pública, o HOMER ajuda a determinar a melhor forma de integrar os recursos intermitentes, como a solar e eólica, em sistemas híbridos de energia. É usado para executar simulações de diferentes sistemas de energia, comparando resultados e obtendo uma projeção realista do capital de investimento e das despesas operacionais do sistema. O HOMER determina a viabilidade económica de um sistema híbrido, otimizando o sistema e permitindo que o utilizador entenda o funcionamento de um sistema de híbrido de origem renovável.

O HOMER modela a estrutura física do sistema, o custo de ciclo de vida, que é o custo de investimento da instalação e os custos de operação e manutenção do sistema durante a vida do projeto.

O HOMER tem três tarefas principais: simulação, otimização, e a análise de sensibilidade. No processo de simulação, o programa calcula o desempenho de uma determinada configuração de um sistema, para cada uma hora das 8760 horas do ano, para determinar a sua viabilidade técnica e o seu custo de vida. No processo de otimização, são simuladas diferentes configurações do sistema em busca de uma solução, que satisfaça as limitações

técnicas impostas pelo utilizador com o menor custo de ciclo de vida do sistema. No processo de análise de sensibilidade, o HOMER realiza várias otimizações numa série de premissas para avaliar os efeitos de incerteza ou alterações nos dados de entrada do projeto. Esta análise ajuda a avaliar as mudanças nas variáveis sobre as quais o utilizador não tem nenhum controlo, tal como a velocidade média do vento ou o preço do combustível no futuro. A figura 63, demonstra a relação entre a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade.

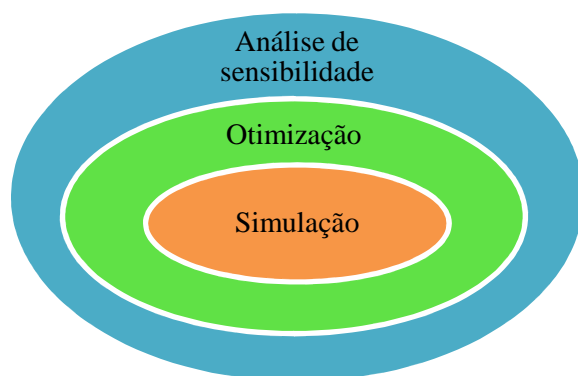


Figura 63 – Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade [101]

No caso de estudo, o sistema de energia renovável proposto tem que satisfazer as necessidades energéticas da empresa, em que, pelo menos 50% da carga seja compensada por energia de origem renovável. É projetado um sistema fotovoltaico, com auxílio de um sistema eólico e com ou sem armazenamento de energia em baterias. Será ainda usado inversores para converter a corrente contínua para corrente alternada. O programa ajuda a encontrar a melhor solução para satisfazer a carga da empresa, com base na análise das variáveis de entrada hora a hora. No planeamento de um sistema de energia de origem renovável, o fator mais importante a ter em conta na instalação deste tipo de sistema é o seu custo de investimento e operação, embora também seja essencial considerar o fator ambiental.

7.3.1. PARÂMETROS DE ENTRADA NO PROGRAMA

Os dados de entrada do programa são constituídos pelos seguintes parâmetros: diagrama de carga, características do painel fotovoltaico, características do aerogerador, características do inversor, características da bateria, o recurso solar e eólico e outros dados definidos pelo utilizador, como pode ser observado na figura 64.

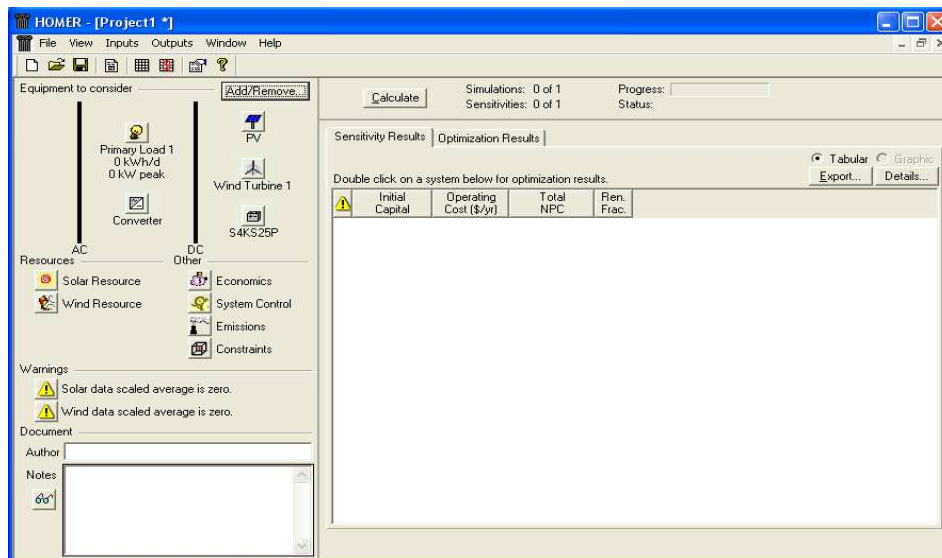


Figura 64 – Interface do simulador HOMER

Antes de iniciar a simulação, foi necessário inserir o consumo diário de energia da empresa hora a hora, o recurso fotovoltaico e eólico e a potência dos componentes do sistema. De acordo com o definido no subcapítulo 7.1.1, o valor de consumo diário considerado foi de 107 kW, com um valor de pico de 16 kW. Todavia, após a utilização do *software*, foi calculado um valor para o consumo diário e pico de potência, de 79,6 kW e 17,9 kW, respetivamente, como pode ser visto na figura 65. O valor de consumo médio diário considerado pelo *software* é diferente do valor pressuposto, tendo em conta que o *software* calcula a média de consumo para os 365 dias do ano, incluindo os fim-de-semanas, com um consumo global de 24 kW.

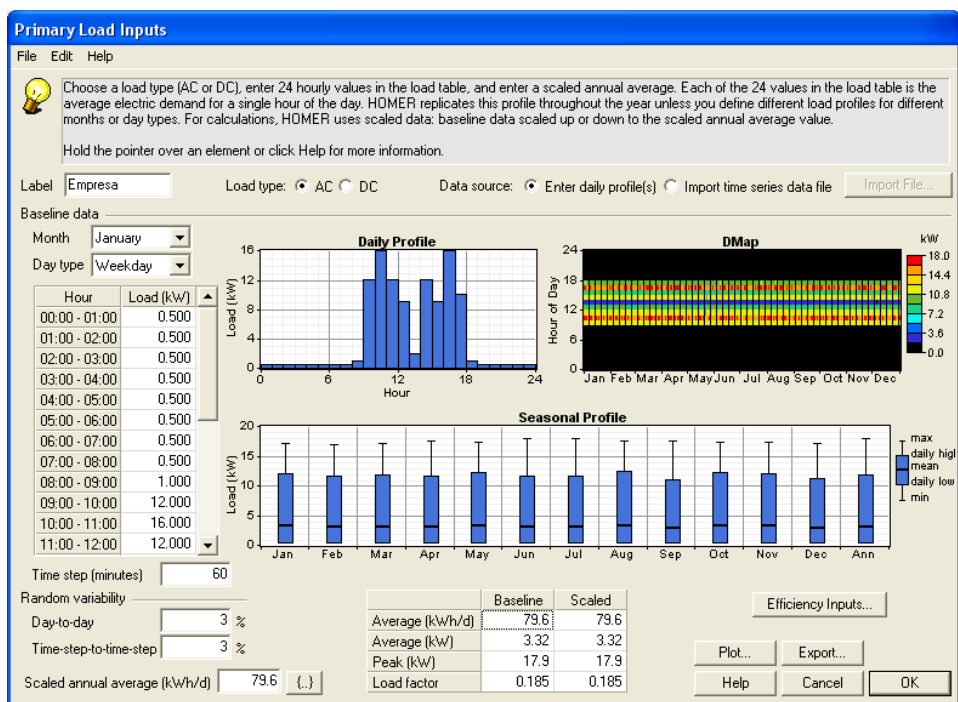


Figura 65 – Diagrama de carga para o consumo diário

Posteriormente, para o recurso eólico inseriu-se os valores das velocidades médias diárias em cada mês, mostradas na tabela 7, a respetiva altura do anemómetro a que foram obtidas e a altitude acima do mar que se pretende instalar o aerogerador.

No campo da turbina eólica existe alguns aerogeradores disponíveis dos fabricantes para utilização, mas podendo ser inserido os detalhes de outro tipo de aerogerador à escolha do utilizador, tais como, a potência nominal, a curva de potência do aerogerador, a altura da torre, e definir o tipo de corrente. Os dados inseridos no campo da turbina eólica apresentam-se na tabela 20.

Tabela 20 Parâmetros de entrada no sistema eólico

Potência nominal	5kW
Curva de potência do aerogerador	Dados <i>Excel</i> (anexo F)
Altura do anemómetro	50m
Altura da torre	18m
Tempo de vida útil do aerogerador	20 anos
Tipo de corrente	DC

Relativamente, ao recurso solar, foram inseridos os valores da irradiação média diária em cada mês e a localização do projeto, com os respetivos parâmetros da latitude e longitude.

O *software* não permite escolher a marca ou modelo de painel fotovoltaico, sendo necessário a introdução dos dados técnicos do painel que se pretende utilizar. É inserido os dados da temperatura ambiente mensal, a eficiência do painel, a temperatura nominal de operação da célula e o coeficiente de temperatura de potência. Na tabela 21, apresenta-se os dados inseridos referentes ao painel fotovoltaico escolhido.

Tabela 21 Parâmetros de entrada no sistema fotovoltaico

Coeficientes temperatura de potência	0,33%/°K
Temperatura nominal de operação da célula	48,4 °C
Eficiência do painel	16,5%
Angulo de inclinação do painel	36°
Grau de reflexão	20%
Tempo de vida do painel	25 anos

Tendo em consideração, que o inversor tem como finalidade converter a corrente contínua produzida pelos painéis fotovoltaicos e aerogerador, em corrente alternada para alimentar a carga da empresa, foi necessário a introdução da eficiência e o seu tempo de vida. Na seleção da bateria a utilizar no sistema, o *software* dispõe de uma gama de modelos e marcas de fabricantes de baterias já pré definidas, mas havendo a possibilidade de inserir outro tipo de modelo, bastando introduzir determinadas características técnicas, entre elas, a tensão nominal, eficiência, capacidade, ciclos de descarga, etc. Apresenta-se na tabela 22 um resumo dos parâmetros escolhidos na escolha da bateria.

Tabela 22 Parâmetros de entrada na bateria

Tipo de bateria	<i>Hoppecke</i>
Modelo	24 Opzs 3000
Tensão nominal	2 V
Amperagem	3000 Ah
Potência	6 kWh

No campo relacionado com a rede pública de energia, foi introduzido os períodos tarifários e os respetivos preços de compra de energia com o IVA, bem como o período diário de fornecimento de energia, como é mostrado na tabela 23 e 24.

Tabela 23 Parâmetros de entrada da rede pública de energia

Período horário	Preço (€)
Vazio	0,100
Ponta	0,351
Cheia	0,177

Tabela 24 Período horário legal de Inverno [102]

De 2ª a Domingo	Horário
Ponta	9:00h-10:30h
	18:00-20:30h
Cheias	8:00h-9:00h
	10:30h-18:00h
Vazio	20:30h-24:00h
	0:00h-8:00h

Após a definição dos componentes, e de acordo com os cálculos de pré-dimensionamento efetuados no subcapítulo 7.2.2, foi introduzido as potências em cada equipamento, tendo o sistema fotovoltaico uma potência de 8,10 kW e o aerogerador uma potência de 5 kW. No campo das baterias foi inserido um valor de 24 baterias, de modo, a obter uma tensão de 48 V no banco. No inversor foi inserido o valor total de 13 kW, correspondendo a 8 kW do sistema fotovoltaico e 5 kW do sistema eólico, como se pode observar na tabela 25.

Após a introdução de todos os dados necessários para a simulação, foi possível obter duas configurações, com e sem armazenamento de energia, indicadas na tabela 25.

Tabela 25 Soluções simuladas no programa HOMER

	Fotovoltaico	Aerogerador	Inversor	Baterias	Rede
Configuração 1	8,10 kW	5 kW	13 kW	24	27,6 kVA
Configuração 2	8,10 kW	5 kW	13 kW	0	27,6 kVA

Ambas as configurações consomem energia da rede pública, todavia, na configuração 1 não é permitido a venda do excedente de energia à rede, ao contrário da configuração 2, na qual é permitido a opção de venda à rede do excedente de energia, visto que, esta não possui armazenamento de energia nas baterias.

A topologia das configurações apresentadas neste capítulo, foram adaptadas de um esquema de um sistema proposto por um fabricante de equipamentos, apresentado no

anexo O [94]. Esta topologia foi utilizada, com intenção de tornar os casos de estudo aqui desenvolvidos mais próximos da realidade.

7.4. CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA HÍBRIDO

Configuração 1 - O sistema funciona com recurso à energia solar e eólica, incluindo um sistema de armazenamento de energia e efetuando a compra de energia à rede, sempre que seja necessário para suprir a carga da instalação da empresa.

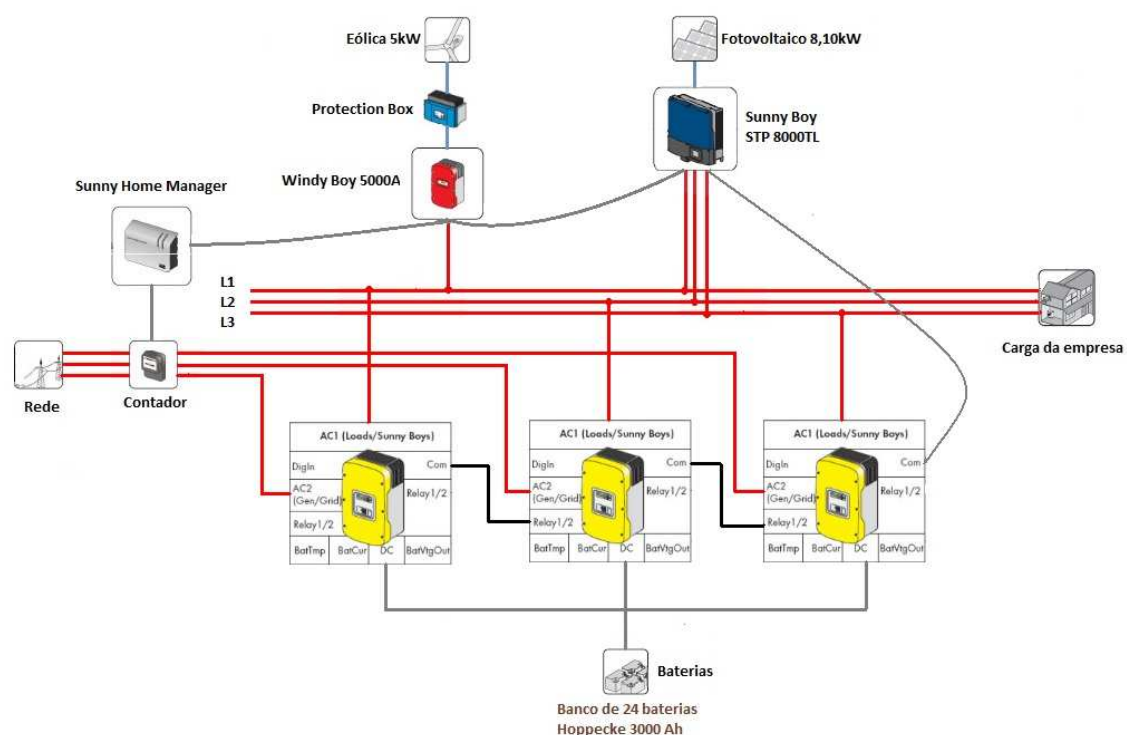


Figura 66 – Esquema de ligação dos componentes - (configuração 1)

Configuração 2 – O sistema opera com recurso à energia solar e eólica, não tendo qualquer sistema de armazenamento de energia, efetuando a compra de energia à rede, sempre que seja necessário para suprir a carga da instalação e venda do excedente de energia à rede.

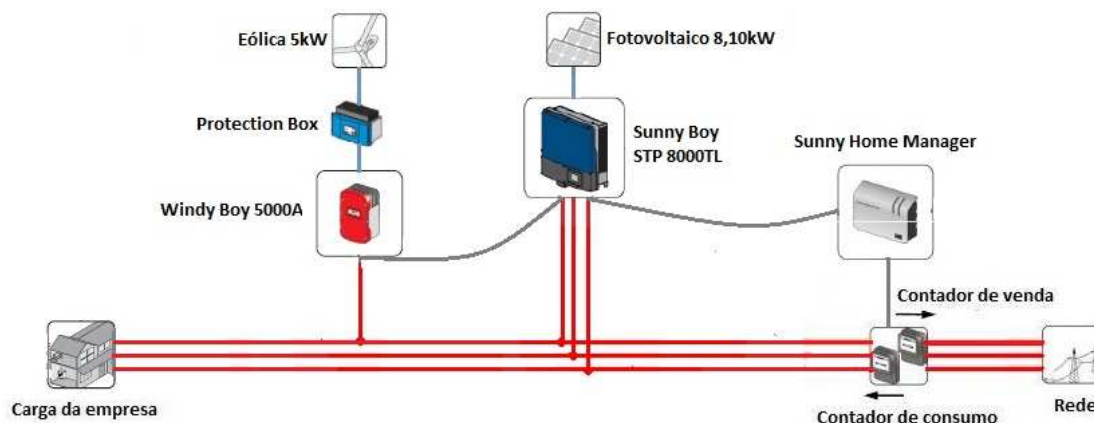


Figura 67 – Esquema de ligação dos componentes - (configuração 2)

7.5. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 1)

Após dimensionado o sistema com os parâmetros indicados no subcapítulo 7.2.1, 7.2.2 e 7.3.1, e apresentadas as duas configurações utilizadas, realizou-se uma análise da produção do sistema fotovoltaico e eólico, do armazenamento das baterias e a compra de energia à rede, para aferir se o sistema se encontrava devidamente dimensionado para as solicitações da carga da empresa.

7.5.1. DESEMPENHO DIÁRIO DO SISTEMA

Foram analisados os valores horários simulados pelo *software* para cada hora de um dia do ano, da energia consumida pela empresa, da produção de energia a partir do sistema fotovoltaico, do sistema eólico, o carregamento de baterias e a compra de energia à rede, de acordo com os parâmetros selecionados. Para analisar este desempenho, foi considerado os dias 11 de Janeiro e 12 de Julho, com o objetivo de representar um dia típico da estação de Inverno e Verão. É apresentado na figura 68, o recurso fotovoltaico e eólico nos dias considerados.

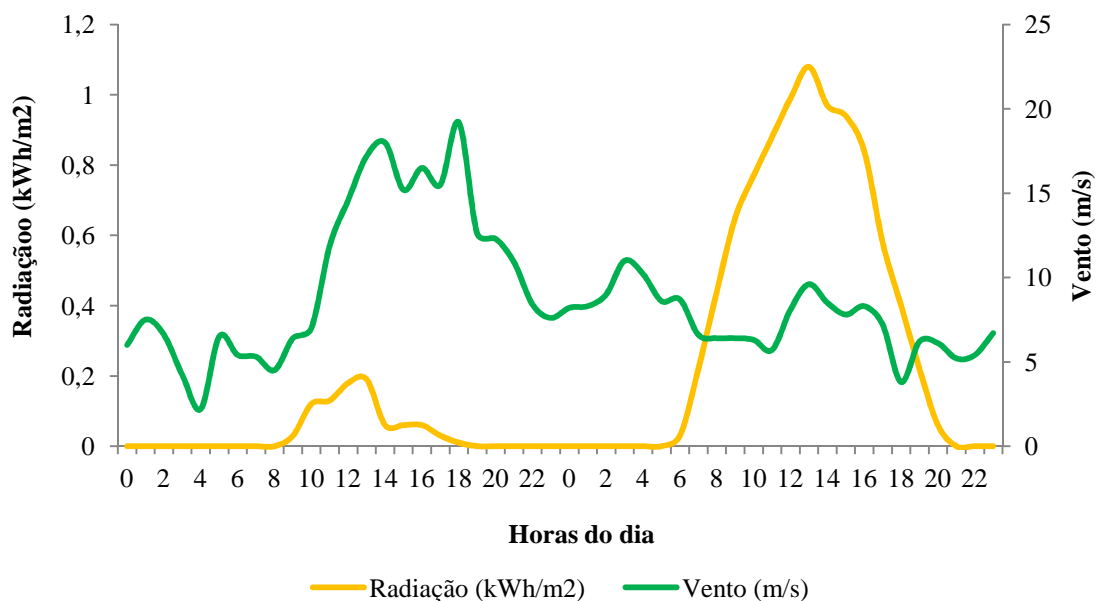


Figura 68 – Dados climáticos para o dia 11 de Janeiro e 12 de Julho, respetivamente

Podemos observar na figura 69, o perfil do diagrama de carga para os dias considerados, bem como, a produção do sistema fotovoltaico, do sistema eólico, o estado de carregamento e descarregamento das baterias e a compra de energia elétrica à rede.

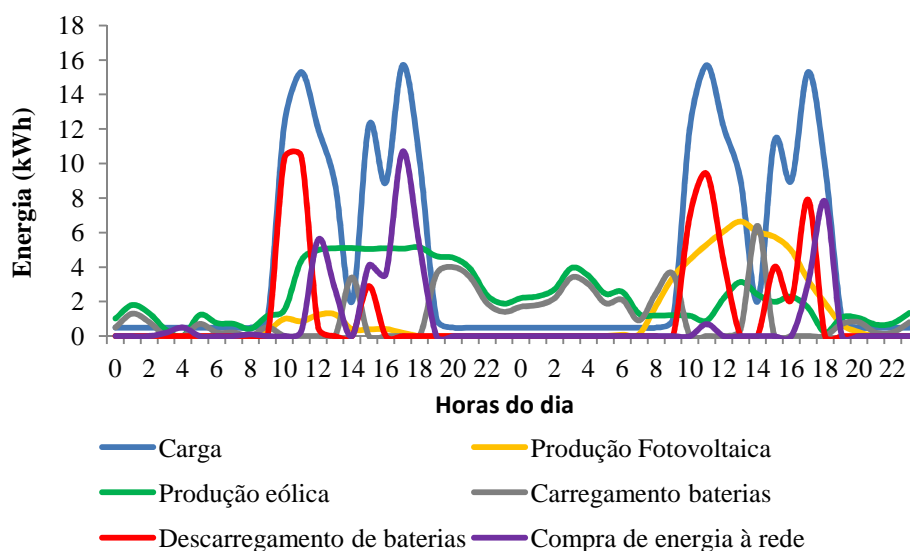


Figura 69 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 1)

Efetuada uma análise mais pormenorizada da figura 69, podemos observar que num dia típico de Inverno, no período noturno entre as 24h00 e as 9h00, existe um ligeiro processo de carregamento das baterias, devido aos valores de vento verificados e à solicitação da carga ser reduzida. No período entre as 9h00 e as 13h00, a carga é abastecida pelo sistema de armazenamento e pelo sistema eólico. É possível constatar que o sistema fotovoltaico produz relativamente pouco, registando-se valores de radiação solar reduzida entre as 9h00 e as 17h00. Após as 12h00 é necessário comprar energia à rede para fornecer à carga, devido à descarga do sistema de armazenamento e à insuficiente produção eólica.

Em relação ao dia típico de Verão, podemos observar que entre o período das 24h00 e as 9h00, a carga da empresa é reduzida, existindo um processo de carga das baterias, aproveitando os valores elevados de vento e de radiação solar registados. No período entre as 9h00 e as 18h00, a produção do sistema fotovoltaico e do armazenamento conseguem satisfazer grande parte das necessidades da carga, verificando-se uma pequena produção do sistema eólico e um ligeiro aumento do consumo da rede de energia, após as 16h00 devido à redução da radiação solar.

Desta forma, podemos concluir que no dia típico de Inverno, ocorre maior produção de energia do sistema eólico e compra de energia à rede, enquanto que, no dia típico de Verão, o sistema fotovoltaico consegue alcançar valores elevados de produção de energia e reduzidos consumos da rede, com especial evidência no sistema de armazenamento a abastecer a carga durante o período laboral da empresa.

A figura 70, caracteriza o comportamento do *State Of Charge* (SOC) obtido para os dias específicos da semana (11 de Janeiro e 12 Julho), e dois fim-de-semana das estações de Inverno e Verão, para a bateria. Na figura 70, podemos verificar que no dia 11 de Janeiro, o SOC permanece entre os 41 e os 43% durante a noite, reduzindo para os 30% durante o dia, atingindo o seu pico (38%) às 23h00, devendo-se este aumento ao facto, da produção eólica ser superior ao consumo da carga da empresa. No dia 12 Julho, o SOC tem um aumento durante a noite devido à produção eólica, atingindo os 48% às 9h00, ocorrendo a partir desta hora uma redução do SOC, durante o período de funcionamento da empresa até atingir os 30%. A partir das 20h00, o estado de carregamento mantém-se nos 30% devido à pequena ou nula produção por parte do sistema eólico.

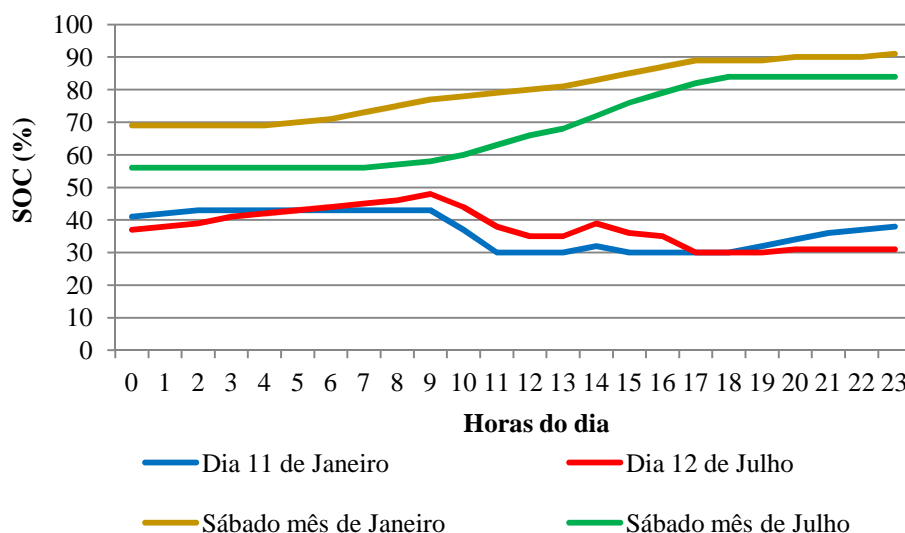


Figura 70 – Valores do estado de carregamento das baterias – (configuração 1)

Analisando um sábado do mês de Janeiro, o SOC permanece próximo dos 70% até às 5h00, aumentando após este período atingido os 90% às 20h00, em que destaca-se um maior estado de carregamento das baterias, a partir da produção do sistema eólico do que o sistema fotovoltaico. Podemos verificar ainda que, num sábado do mês de Julho, o SOC permanece abaixo dos 60% até às 10h00, aumentando após este período até alcançar os 84% durante o período das 18h00 às 23h00, em que o consumo da empresa é inferior ao produzido pelas fontes.

7.5.2. DESEMPENHO MENSAL DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 71, que a potência produzida mensalmente pelas diversas tecnologias, apresenta diferentes valores ao longo do ano, uma vez que o sistema fotovoltaico e eólico estão dependentes das condições atmosféricas. Constata-se que no mês de Julho, o sistema fotovoltaico apresenta o seu melhor desempenho, conseguindo atingir uma potência média mensal de 1,77 kW. Este sistema obteve uma potência média anual de 1,41 kW.

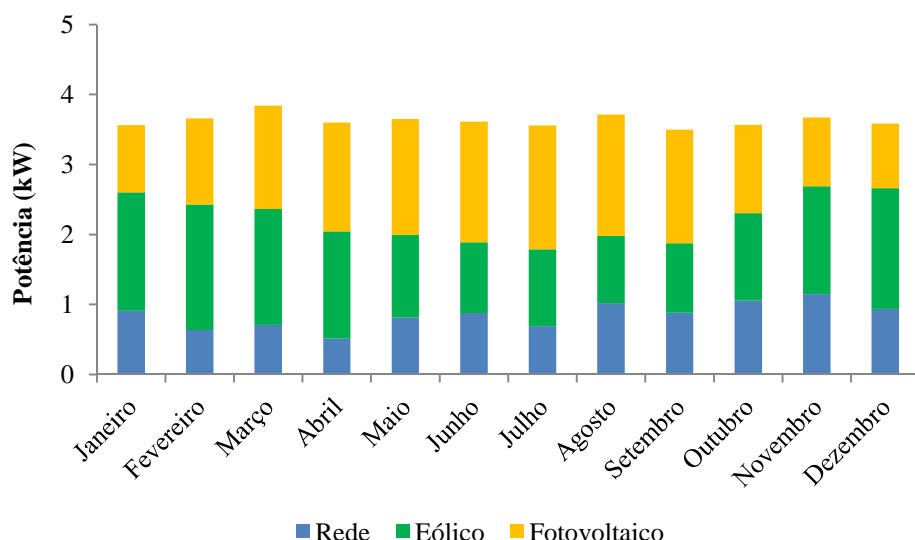


Figura 71 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 1)

No sistema eólico, o melhor mês de produção ocorre em Fevereiro, alcançando uma potência média mensal de 1,79 kW e uma média anual na ordem dos 1,37 kW. A potência média anual de energia comprada à rede é de 0,84 kW, verificando-se em Outubro o mês com maior potência fornecida à carga da empresa.

7.6. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 2)

Para analisar o desempenho da configuração 2, foram considerados os mesmos dias que na configuração 1, dia 11 de Janeiro e 12 de Julho.

7.6.1. DESEMPENHO DIÁRIO DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 72, referente à configuração 2, que a produção do sistema fotovoltaico e eólico, refletem os mesmos valores e períodos que na configuração 1, visto que, nesta configuração não existe armazenamento de energia, verificando-se apenas alterações no consumo da rede de energia.

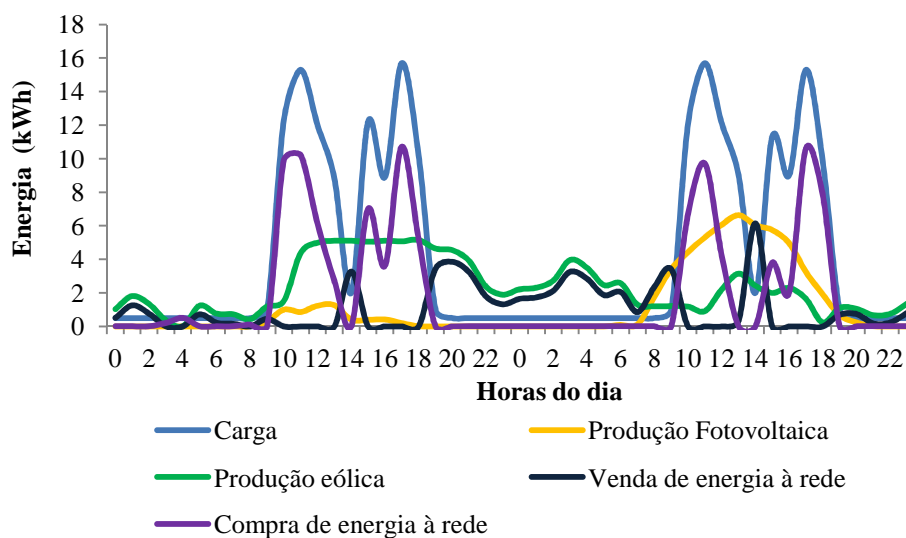


Figura 72 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 2)

Constatamos que num dia típico de Inverno e Verão considerados, nos períodos onde ocorriam processos de carregamento das baterias na configuração 1, nesta configuração ocorre a venda de energia à rede. Nos períodos de descarga das baterias, que aconteciam na configuração dotada de sistema de armazenamento, nesta configuração é necessário a compra de energia para colmatar a ausência desse sistema.

7.6.2. DESEMPENHO MENSAL DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 73, referente à configuração 2, que os valores da potência produzida mensalmente pelo sistema fotovoltaico e eólico são iguais à configuração 1, visto que, nesta configuração não contempla o armazenamento de energia, verificando-se apenas alterações na potência da energia comprada à rede.

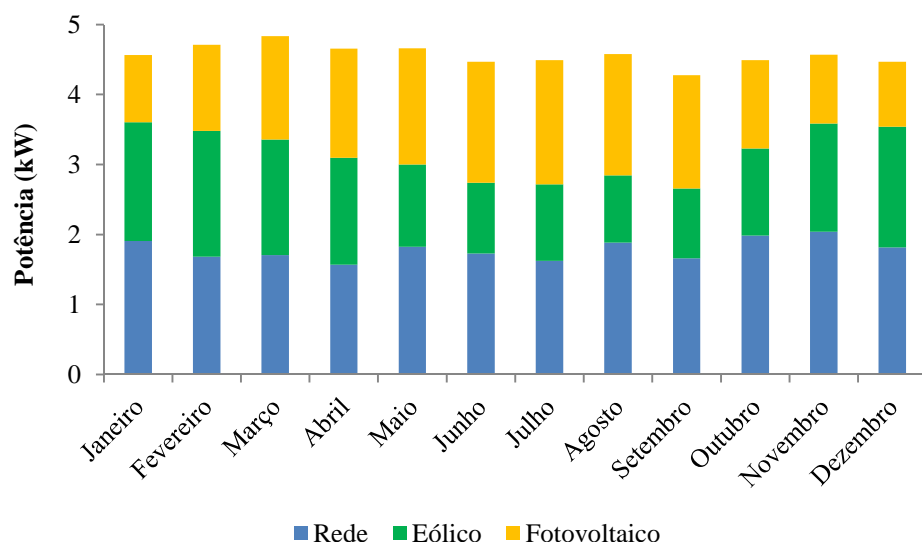


Figura 73 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 2)

Constata-se que o mês de Novembro, foi o mês de maior consumo da energia da rede, conseguindo atingir uma potência média mensal de 2,0 kW, e uma potência média anual a rondar os 1,78 kW. É de salientar que nesta configuração, a necessidade de comprar energia à rede teve um incremento de 58%, em relação à configuração com o sistema de armazenamento de energia.

A figura 74, apresenta os valores de compra e venda de energia anualmente da empresa, em que podemos observar que, a compra de energia à rede é maior nos meses de Outono e Inverno, atingindo o valor mais elevado em Outubro com 1.477 kWh. No caso da venda de energia, os valores mais significativos ocorrem nos meses da Primavera e Verão, em que os sistemas renováveis conseguem satisfazer uma boa parte da carga, sendo o sistema fotovoltaico o maior responsável pela produção de energia nesses períodos. O valor mais elevado de venda de energia, ocorre em Março com 1.039 kWh, considerando que neste mês ocorrem ventos elevados, associado ao facto da radiação solar começar a aumentar.

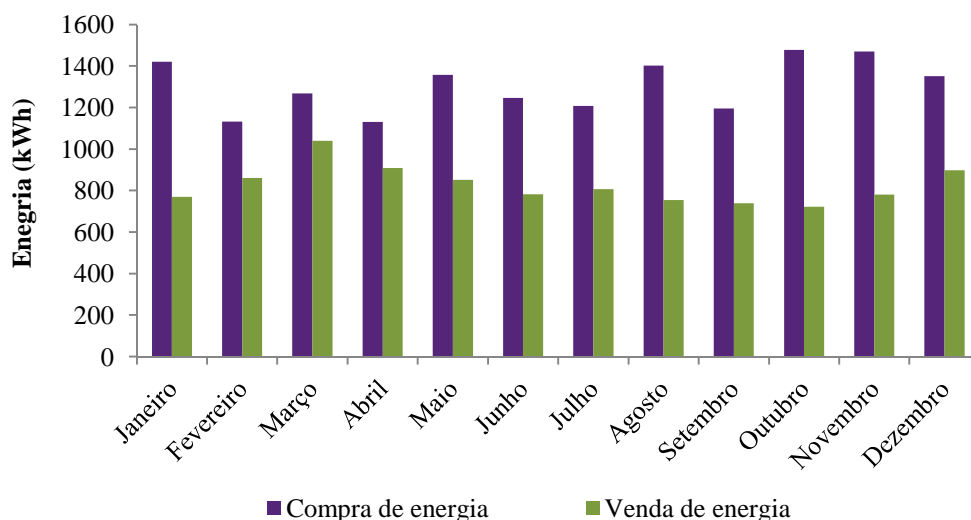


Figura 74 – Energia comprada e vendida à rede anualmente – (configuração 2)

Através da figura 75, podemos verificar que o período horário no qual conseguimos vender mais energia à rede, é o das horas de cheia, período este, coincidente com a existência de maior exposição solar, produzindo o sistema fotovoltaico mais energia que o sistema eólico, satisfazendo a carga da empresa e vendendo o excedente de energia. Nas horas de vazio, é vendida à rede a produção restrita do sistema eólico, visto que no período noturno, existe uma maior quantidade de vento e a carga necessita de menos energia. O valor mais elevado registado na hora de cheia, ocorre em Abril com 563 kWh vendidos à rede. Nas horas de ponta e vazio, os valores mais elevados verificados foram de 144 kWh e 334 kWh, respetivamente.

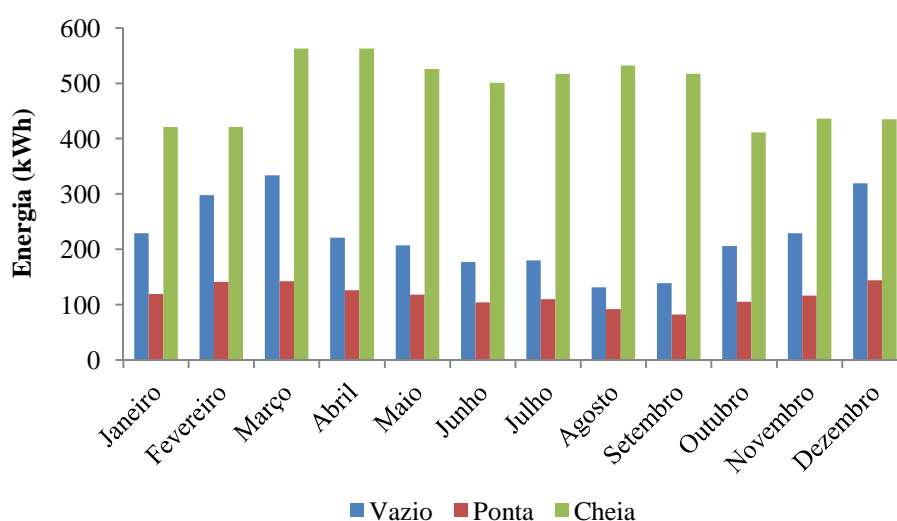


Figura 75 – Energia vendida à rede nos diversos períodos horários – (configuração 2)

7.7. DEFINIÇÃO DO SISTEMA DOTADO DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

Neste subcapítulo pretende-se simular e dimensionar o sistema para funcionar só com um sistema fotovoltaico e armazenamento de energia, sem recurso à utilização de um sistema eólico, e de forma a poder comparar-se, um sistema híbrido com um sistema exclusivamente fotovoltaico em termos de desempenho e custos. Os equipamentos referentes aos painéis fotovoltaicos, inversores e baterias a serem utilizados são os mesmos do subcapítulo 7.5.

No cálculo da potência mínima do sistema fotovoltaico a instalar, será tido em conta o valor da potência instalada no sistema híbrido calculado na secção anterior, em que possuía 13,1 kW de potência conjunta eólica e fotovoltaica.

A partir desse valor é possível determinar o número de painéis necessários no sistema e a área de ocupação dos mesmos.

$$N^{\circ} \text{ de painéis necessários} = \frac{\text{Potência a instalar}}{\text{Potência de pico do painel}} \quad (7.12)$$

$$N^{\circ} \text{ de painéis necessários} = \frac{13.100 \text{ W}}{270 \text{ W}} = 48,5 \text{ painéis}$$

$$N^{\circ} \text{ de painéis a utilizar} = 48 \text{ painéis}$$

$$\text{Área de ocupação} = 1,64 \times 48 = 78,7 \text{ m}^2 \quad (7.13)$$

A potência real do sistema a ser instalado e simulado é de 12,96 kW. Foram assim introduzidos no programa os dados utilizados para os equipamentos identificados no subcapítulo 7.2.2, e a nova potência fotovoltaica a instalar, com a utilização de um inversor de 15 kW, cujas características são apresentadas no anexo P.

7.7.1. CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Configuração 3 - O sistema funciona com recurso à energia solar, contendo um sistema de armazenamento de energia e efetuando a compra de energia à rede, sempre que seja necessário para abastecer a carga da instalação da empresa.

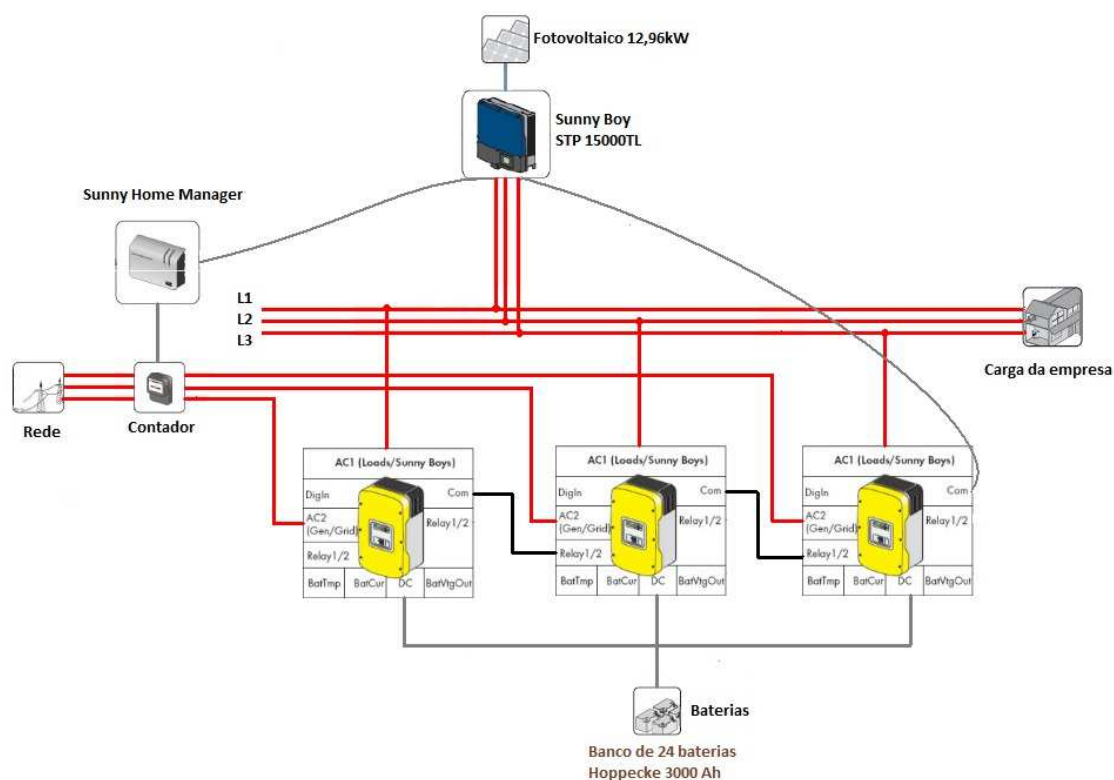


Figura 76 – Esquema de ligação dos componentes – (configuração 3)

Configuração 4 – O sistema opera com recurso à energia solar, não tendo qualquer sistema de armazenamento de energia, efetuando a compra de energia à rede, sempre que seja necessário, para abastecer a carga da instalação e venda do excedente de energia à rede.

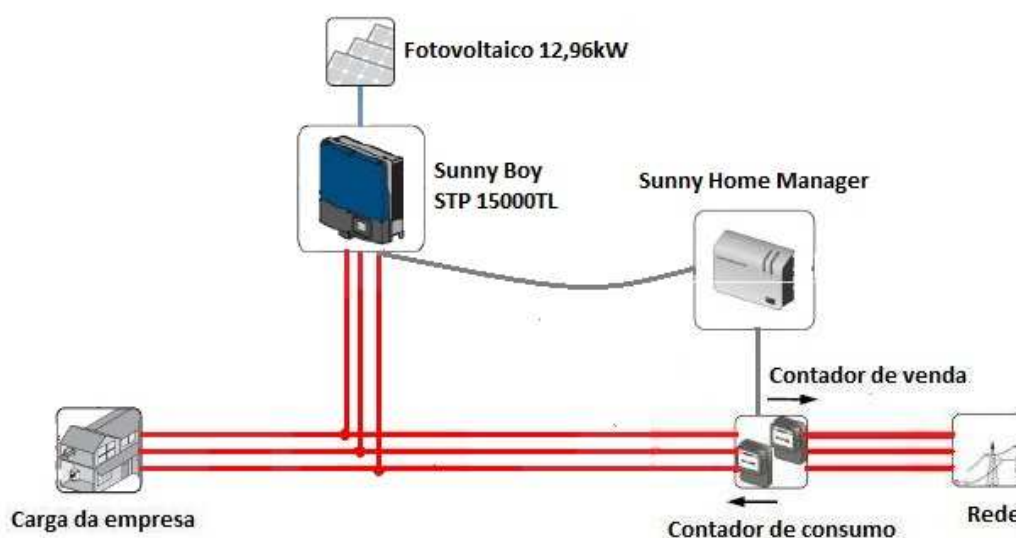


Figura 77 – Esquema de ligação dos componentes – (configuração 4)

Realiza-se de seguida uma análise da produção do sistema fotovoltaico, do armazenamento das baterias e da compra de energia à rede, para aferir se o sistema se encontra devidamente dimensionado para as solicitações da carga da empresa.

7.8. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 3)

Para analisar o desempenho das configurações 3 e 4, foram considerados os mesmos dias que nas configurações 1 e 2, dias 11 de Janeiro e 12 de Julho, respetivamente.

7.8.1. DESEMPENHO DIÁRIO DO SISTEMA

Podemos observar na figura 78, o perfil do diagrama de carga para os dias considerados, bem como, a produção do sistema fotovoltaico, o estado de carregamento e descarregamento das baterias e a compra de energia elétrica à rede.

Analisando a figura 78, podemos observar que num dia típico de Inverno, no período noturno entre as 24h00 e as 9h00, é necessário a compra de energia à rede, visto que, este sistema não contempla o sistema eólico, nem existe radiação solar durante a noite. No período entre as 9h00 e as 18h00, a carga é fornecida praticamente pela rede de energia, em resultado dos valores reduzidos de radiação solar e do sistema de armazenamento não dispor de carga disponível.

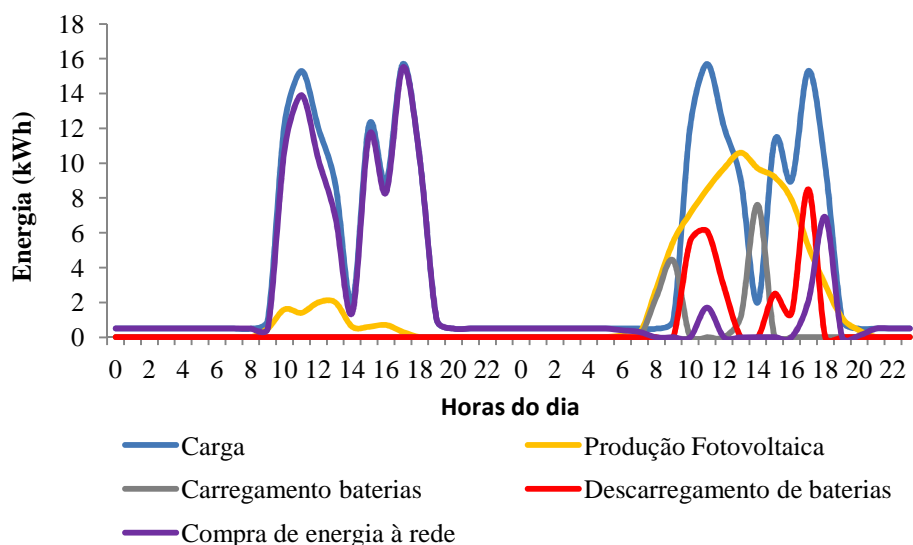


Figura 78 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 3)

No dia típico de Verão, podemos observar que entre o período das 06h00 e as 9h00, existe valores de radiação solar que permitem satisfazer a carga da empresa e armazenar o excedente nas baterias. Entre as 9h00 e as 18h00, o sistema fotovoltaico e de armazenamento conseguem satisfazer grande parte das necessidades da carga, verificando-se uns pequenos períodos, nos quais é necessário a compra de energia à rede, com evidência entre as 17h00 e as 19h00.

No dia típico de Verão, verifica-se que o sistema fotovoltaico apresenta o melhor desempenho, em função dos valores elevados de radiação que não ocorrem nos dias de Inverno.

Na figura 79, podemos verificar que no dia 11 de Janeiro, o SOC permanece nos 30%, não existindo qualquer alteração durante o dia, visto que, a produção fotovoltaica é utilizada na totalidade para suprir a carga. No dia 12 de Julho, o SOC mantém-se nos 39% até às 7h00, ocorrendo a partir desta hora um aumento até os 42%, com consequente redução até aos 30% após as 9h00, mantendo-se assim até ao final do dia.

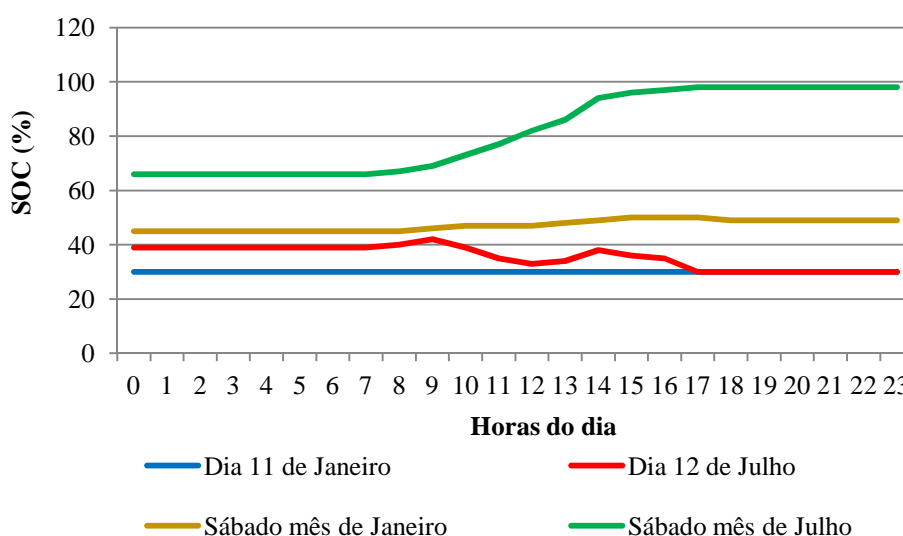


Figura 79 – Valores do estado de carregamento das baterias – (configuração 3)

Analisando um sábado do mês de Janeiro, o SOC permanece entre os 45% e 50% durante o dia, observando-se o maior estado de carregamento entre as 10h00 e as 16h00. Num sábado do mês de Julho, constatamos que o SOC permanece acima dos 66% até às 9h00, aumentando após este período até atingir os 98% às 17h00. Após esta hora, o SOC

mantém-se constante, visto que, o sistema fotovoltaico deixa de produzir devido à indisponibilidade de radiação solar.

7.8.2. DESEMPENHO MENSAL DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 80, que a potência produzida mensalmente pela tecnologia fotovoltaica, apresenta diferentes valores ao longo do ano, uma vez que, este sistema está dependente das condições atmosféricas. Constata-se que no mês de Julho, o sistema fotovoltaico apresenta o seu melhor desempenho, conseguindo atingir uma potência média mensal de 2,83 kW, e uma potência média anual de 2,25 kW.

A potência média anual de energia comprada à rede é de 1,27 kW, sendo Novembro o mês com maior potência fornecida à carga da empresa na ordem dos 1,94 kW.

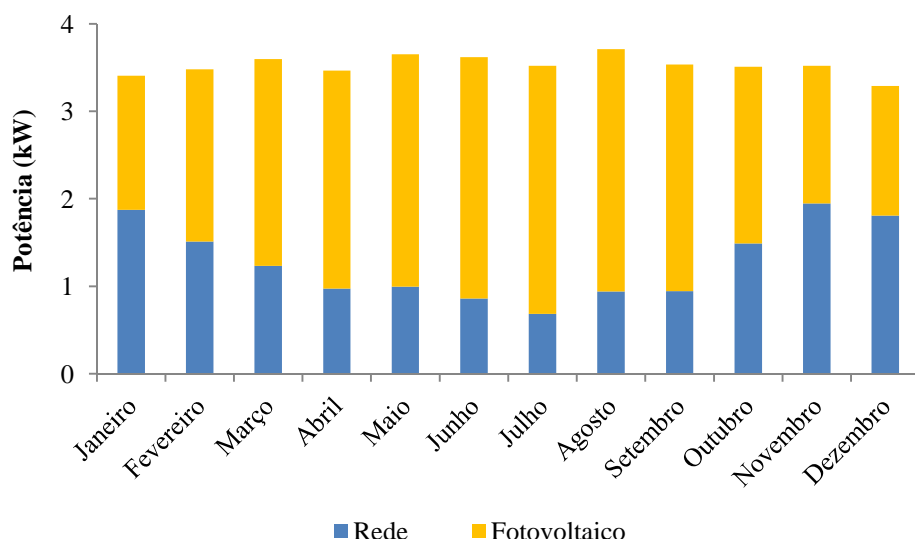


Figura 80 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 3)

7.9. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - (CONFIGURAÇÃO 4)

7.9.1. DESEMPENHO DIÁRIO DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 81, referente à configuração 4, que a produção do sistema fotovoltaico reflete os mesmos valores e períodos que na configuração 3, visto que, nesta configuração não existe armazenamento de energia, verificando-se apenas alterações no consumo e venda da rede de energia.

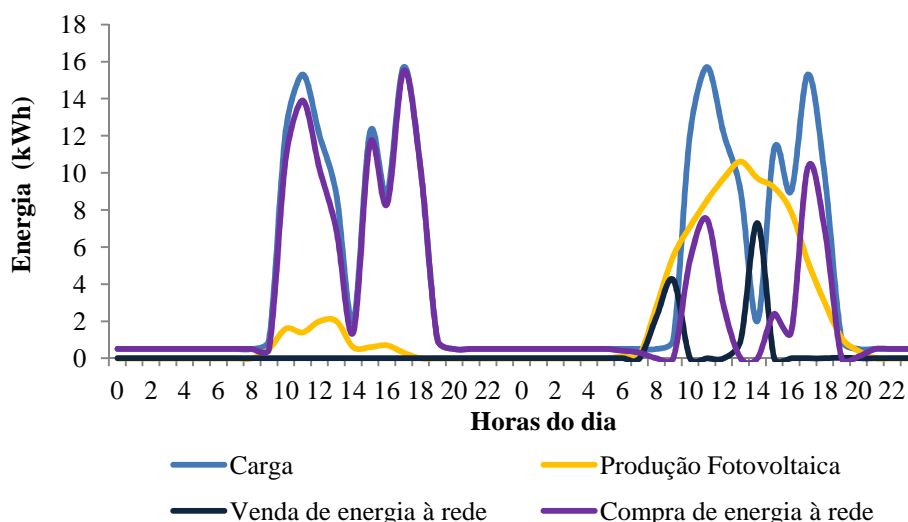


Figura 81 – Energia produzida e fornecida à instalação – (configuração 4)

No dia típico de Verão considerado, verifica-se que, nos períodos onde ocorriam processos de carregamento das baterias na configuração 3, nesta configuração ocorre a venda de energia à rede. No que se refere aos períodos de descarga das baterias, identificados na configuração dotada de sistema de armazenamento, nesta configuração é necessária a compra de energia para colmatar a inexistência desse sistema.

7.9.2. DESEMPENHO MENSAL DO SISTEMA

Podemos observar no gráfico da figura 82, referente à configuração 4, que os valores da potência produzida mensalmente pelo sistema fotovoltaico, são os mesmos que na configuração 3, visto que, esta configuração não contempla o armazenamento de energia, verificando-se apenas alterações na potência da energia comprada à rede.

Foi constatado que o mês de Novembro, foi o mês de maior consumo de energia da rede, conseguindo atingir uma potência média mensal de 2,48 kW, obtendo uma potência média anual a rondar os 1,97 kW. É de salientar que, nesta configuração a necessidade de comprar energia à rede teve um incremento de 36%, em relação à configuração 3, dotada de sistema de armazenamento.

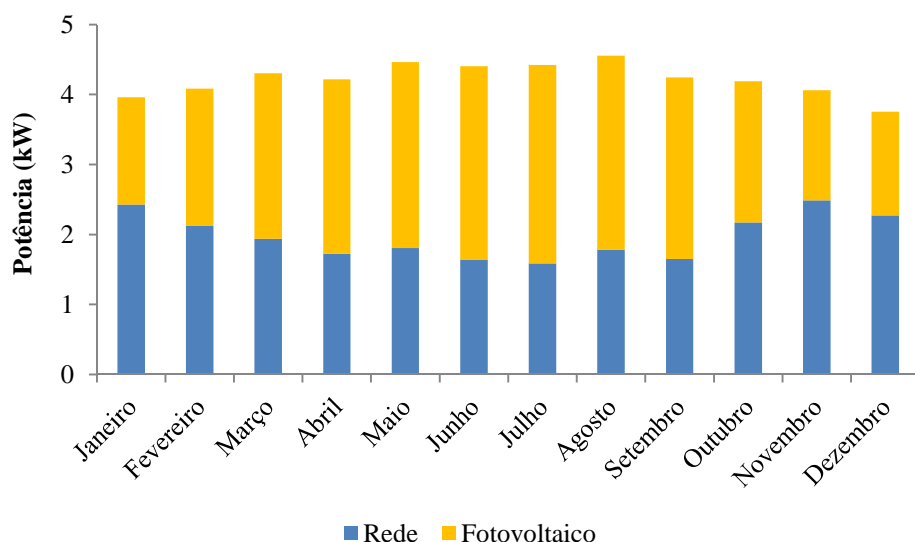


Figura 82 – Potência média mensal por tecnologia – (configuração 4)

A figura 83, apresenta os valores de compra e venda de energia anualmente da empresa, em que podemos observar que, a compra de energia à rede é maior nos meses de Outono e Inverno, atingindo o valor mais elevado em Novembro com 1.790 kWh. No caso da venda de energia à rede, os valores mais significativos ocorrem nos meses da Primavera e Verão, em que o sistema fotovoltaico consegue satisfazer uma boa parte da carga. O valor mais elevado de venda de energia acontece em Julho com 759 kWh, num mês em que existe elevada radiação solar.

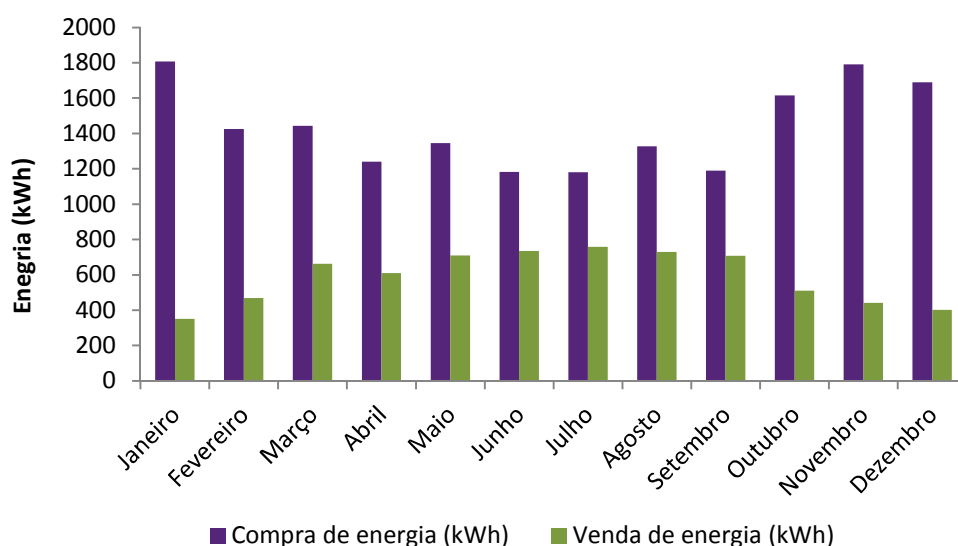


Figura 83 – Energia comprada e vendida à rede anualmente – (configuração 4)

Através da figura 84, podemos verificar que o período horário que conseguimos vender mais energia à rede, é nas horas de cheia, período este, coincidente com a existência de maior exposição solar produzindo o sistema fotovoltaico mais energia, satisfazendo a carga da empresa e ainda vender o excedente de energia à rede. O valor mais elevado registado na hora de cheia ocorre em Julho, com 651 kWh vendidos à rede. Nas horas de ponta e vazio, os valores mais elevados verificados foram 53 kWh e 65 kWh, respetivamente.

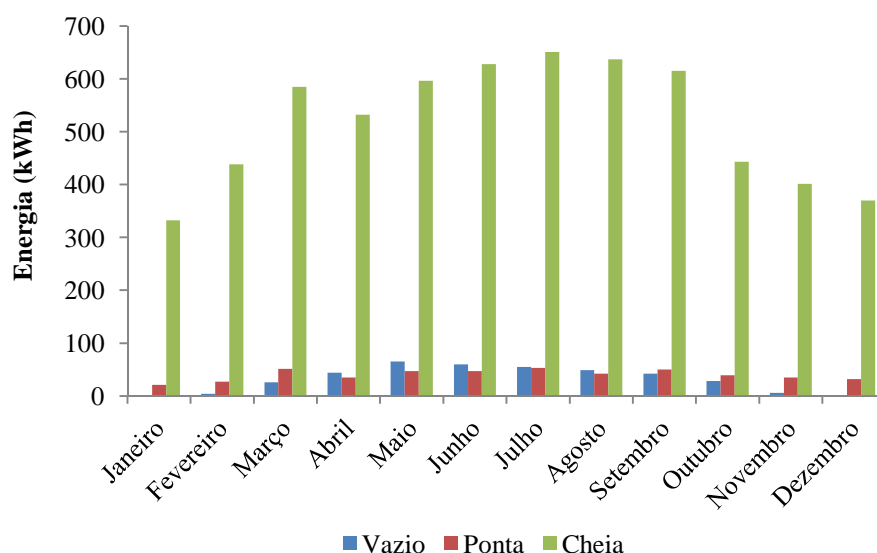


Figura 84 – Energia vendida à rede nos diversos períodos horários – (configuração 4)

7.10. DESEMPENHO ANUAL DAS DIVERSAS CONFIGURAÇÕES

Com a finalidade de avaliar o desempenho da instalação, foram realizadas simulações com diferentes configurações.

Através da análise da figura 85, podemos constatar que a configuração 1, com uma potência fotovoltaica instalada de 8,10 kW e um aerogerador de 5 kW, conseguem produzir anualmente em conjunto 24.314 kWh. A compra de energia à rede é de 7.460 kWh e o armazenamento nas baterias é de 8.530 kWh. Na configuração 2, temos a mesma produção, mas como não possuímos sistema de armazenamento, necessitamos de comprar mais energia à rede pública. Contudo, esta configuração permite-nos vender o excedente de energia à rede no valor de 9.910 kWh por ano. Na configuração 3 e 4, temos apenas uma fonte de produção de origem fotovoltaica com uma potência instalada de 12,96 kW e um total de produção por ano de 19.748 kWh. Na configuração 3, necessitamos de comprar

energia à rede, num valor 32% superior ao verificado na configuração 1, que inclui a fonte eólica como complemento à fonte fotovoltaica. É de realçar também que, a configuração 3 armazena menos energia nas baterias, apresentando um valor inferior de 34,3% em relação à configuração 1. Na configuração 4, a venda do excedente de energia à rede, apresenta um valor inferior de 39,8% em relação à configuração 2, que possui as duas tecnologias de produção de energia.

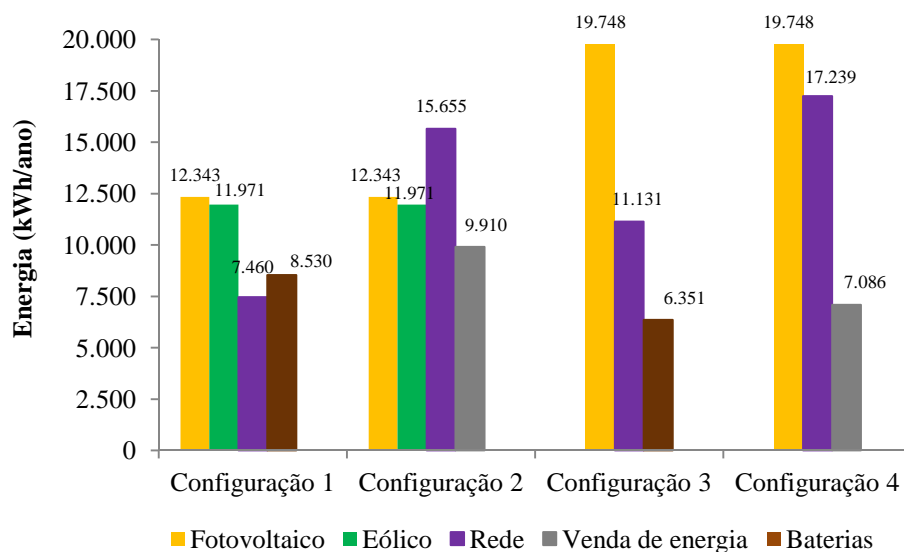


Figura 85 – Produção, armazenamento, compra e venda de energia do sistema

8. AVALIAÇÃO ECONÓMICA

8.1. INDICADORES DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A análise económica tem como objetivo avaliar a viabilidade económica de um projeto de investimento, com a entrada de receitas e custos de operação. Os critérios de avaliação económica mais utilizados neste tipo de projetos é o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o *Payback*.

O valor atual líquido corresponde à diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, designados *cash-flow*, devidamente atualizados durante o período de vida útil do projeto. É o somatório das receitas, dos custos de operação e manutenção e o investimento atualizado, no momento de arranque do projeto. O VAL tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento, através dos cálculos da seguinte equação [103]:

$$VAL = \sum_{i=1}^n \frac{R_{Li}}{(1+a)^i} - \sum_{i=0}^{n-1} \frac{I_i}{(1+a)^i} \quad (8.1)$$

Onde, o n é a vida útil do empreendimento, o R_{Li} corresponde à receita líquida no período i , a representa a taxa de atualização e o I_i corresponde ao investimento no período i .

$$R_{Li} = R_i - C_{O\&M} \quad (8.2)$$

A receita líquida obtém-se através da diferença entre a receita anual bruta R_i e os custos de operação e manutenção $C_{O\&M}$.

A análise do VAL pode ser convertida num critério de decisão quanto à viabilidade económica do projeto, com base na seguinte regra [39]:

- a) Se $VAL > 0$, o projeto é economicamente viável porque permite ao investidor recuperar o investimento e gerar excedentes financeiros;
- b) Se $VAL = 0$, é o caso limite, em que o investidor ainda consegue receber a remuneração exigida;
- c) Se $VAL < 0$, o projeto é economicamente inviável porque o investidor nunca irá recuperar o investimento;

A taxa interna de rentabilidade é a taxa de atualização que torna nulo o VAL. Para se obter a TIR, é necessário resolver a seguinte equação, colocando o VAL a zero em ordem da taxa de atualização [39][103].

$$VAL = \sum_{i=1}^n \frac{R_{Li}}{(1 + TIR)^i} - \sum_{i=0}^{n-1} \frac{I_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (8.3)$$

O valor obtido pela TIR expressa o valor da taxa, a que os capitais investidos podem ser recuperados, de forma ao projeto ser viável. Se o projeto conseguir gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, o projeto é considerado economicamente viável [104].

O período de recuperação do investimento (PRI) ou *Payback* calcula o número de anos necessários para que o investimento inicial seja recuperado, através da seguinte expressão [103]:

$$T_r = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} \frac{I_i}{(1 + a)^i}}{\left(\frac{\sum_{i=1}^n \frac{R_{Li}}{(1 + a)^i}}{n} \right)} \quad (8.4)$$

8.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 1)

Na elaboração da análise económica da instalação de autoconsumo, é necessário ter em consideração os valores associados ao investimento inicial do sistema e os custos de operação e manutenção (O&M). Os preços dos componentes utilizados, foram obtidos através das listas de preços de vendedores e instaladores de material fotovoltaico e eólico, pelo que podem ser superiores aos que são praticados pelas empresas de instalação, em resultado da aplicação de alguns descontos comerciais. Foram considerados os preços individuais de cada componente, incluindo a taxa legal do IVA em vigor de 23%. Foram considerados dois tipos de custos de investimento, cuja diferenciação é a inclusão do IVA. O investimento inicial dos sistemas será suportado na totalidade pelo capital próprio da empresa, não sendo necessário financiamento.

Tabela 26 Orçamento do sistema híbrido – (configuração 1)

Investimento inicial	Sistema Eólico	Componentes	Preço (c/iva)	Total (c/iva)
		Turbina R9000 5kW + Torre tubular	28.013 €	41.107,0 €
		1 Inversor WB 5000	3.542 €	
		Extensão de garantia do inversor até 25 anos	1.968 €	
		Transporte até Portugal	2.583 €	
		Instalação	5.000 €	
	Sistema Fotovoltaico	30 Módulos C-si 270w	8.966,7 €	19.858,0 €
		1 Inversor SB 8000TL	3.342,3 €	
		Estrutura de fixação	3.321 €	
		Extensão de garantia do inversor até 25 anos	1.968 €	
		1 caixa de proteções AC	150 €	
		1 caixa de fusíveis DC	80 €	
		Outros serviços	450 €	
		Instalação	1.580 €	
	Sistema de armazenamento	Baterias (24 baterias)	38.452,12 €	51.551,58 €
		Sunny Island (3 equipamentos)	13.099,46 €	
	Home manager	1 equipamento	1.288 €	1.288,0 €
Total do sistema híbrido (c/iva)				113.804,58 €
Total do sistema híbrido (s/iva)				87.629,5 €

Através da análise da tabela 26, podemos constatar que o sistema mais caro é do armazenamento de energia, apresentando uma percentagem de 45,3% do investimento global, ver figura 86.

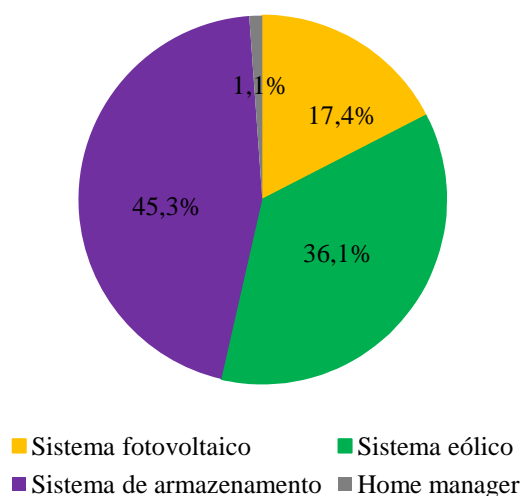


Figura 86 – Distribuição dos custos no sistema híbrido – (configuração 1)

O custo de O&M é um valor anual que é necessário para operação e manutenção dos componentes que constituem o sistema híbrido [25]. O custo de O&M do sistema eólico baseia-se em 2% do seu investimento inicial. O custo de O&M anual considerado para o sistema fotovoltaico e sistema de armazenamento, corresponde a 1% do valor de investimento inicial dos respetivos equipamentos.

Tabela 27 Custos de O&M do sistema híbrido – (configuração 1)

Custos (O&M)	
Cenário 1.1 (c/iva)	1.536 €/ano
Cenário 1.2 (s/iva)	1.183 €/ano

Normalmente, o custo de operação e manutenção nos sistemas fotovoltaicos, não é mais do que a limpeza dos painéis fotovoltaicos.

8.3. ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 1)

A avaliação económica apresentada de seguida neste estudo, foi efetuada com preços individuais dos componentes que constituem cada sistema. Para os cálculos da análise económica, foi utilizado o *Excel*, sendo apresentado apenas os resultados neste documento. O benefício que se espera obter com a instalação do sistema híbrido, é reduzir os custos de aquisição de eletricidade à rede. O cálculo da receita bruta é efetuado através do produto da energia elétrica produzida e do valor da remuneração pela compra, sendo o considerado de 0,21 €/kWh para o primeiro ano. Contudo, este valor não é o mesmo para todos os anos, visto que, o custo de compra de energia à rede terá um aumento médio previsível de 3% ao ano, em resultado da inflação, durante o período de vida do projeto. O custo de O&M de todos os componentes, mantêm-se fixo num valor definido para todos os anos. Foi considerado que todos os equipamentos utilizados no sistema híbrido, têm um tempo de vida igual ao tempo de funcionamento do sistema. Salienta-se que não foi considerado a eventual negociação de um seguro para a instalação do sistema fotovoltaico. A receita líquida do projeto é calculada pela diferença entre a receita bruta e os custos de O&M da instalação. De modo a permitir efetuar uma análise comparativa, optou-se por considerar no cenário 1.1 o valor do investimento inicial com o IVA e uma taxa de atualização de 7%, ao contrário do cenário 1.2, no qual não foram considerados estes parâmetros.

Tabela 28 Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 1)

Dados	Valor
Sistema híbrido	113.804,58 € (c/iva)
	87.629,5 € (s/iva)
Estimativa de produção	24.314 kWh
O&M	1.536 €/ano (c/iva)
	1.183 €/ano (s/iva)
Crescimento do preço da eletricidade	3%
Taxa de atualização	7%
Nº de anos do projeto	20 anos

Com base nas variáveis apresentadas na tabela 28, é apresentado na figura 87, o valor do VAL e do *Payback*.

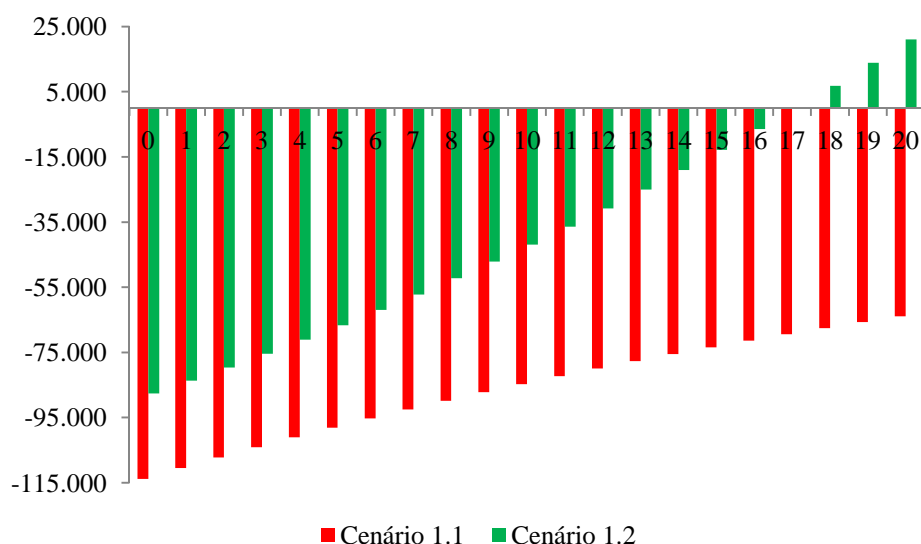


Figura 87 – Balanço financeiro - (configuração 1)

Constatámos através da figura 87, que no cenário 1.1, com a aplicação de uma taxa de 7%, é obtido um VAL negativo (VAL=-72.279 €) e sem qualquer retorno do investimento inicial. Por sua vez, no cenário 1.2 é alcançado um VAL de 21.021 € e a recuperação do investimento é ao fim de 17 anos, sendo calculado para este cenário uma TIR de 1,93%.

8.4. CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 2)

Nesta configuração, em relação à configuração 1, foi retirado o custo do sistema de armazenamento. Além disso, dado que este sistema irá injetar na rede a energia elétrica excedente, foi acrescentado o custo de um contador necessário para a sua contabilização. O total do investimento é apresentado na tabela 29, assim como na tabela 30 são apresentados os custos O&M.

Tabela 29 Orçamento do sistema híbrido – (configuração 2)

Contador	Componentes	Preço (c/iva)	Total (€)
	1 equipamento da marca Landis	578 €	578 €
Total do sistema híbrido (c/iva)			62.831,0 €
Total do sistema híbrido (s/iva)			48.379,8 €

Tabela 30 Custos de O&M do sistema híbrido – (configuração 2)

Custos (O&M)	
Cenário 2.1 (c/iva)	1.020 €/ano
Cenário 2.2 (s/iva)	786 €/ano

Retirado o sistema de armazenamento, que na configuração 1 era o sistema mais caro, o sistema eólico passa a ser o mais caro nesta configuração 2 (ver figura 88).

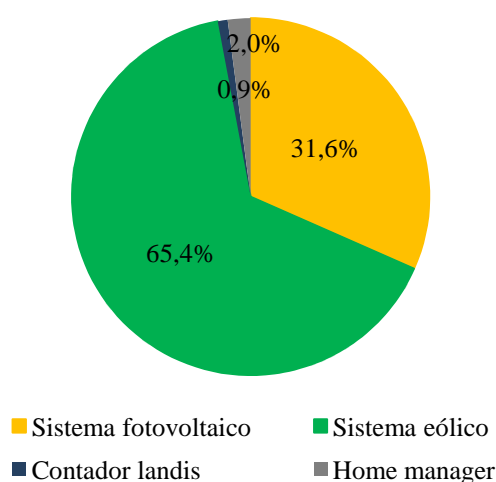


Figura 88 – Distribuição dos custos no sistema híbrido – (configuração 2)

8.5. ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 2)

Nesta configuração é efetuada a venda de energia elétrica excedente à rede com o preço de 0,049 €/kWh (valor considerado constante neste estudo). Este valor é calculado a partir da média dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) [105] relativos ao mês anterior, sendo neste caso utilizado o mês de Outubro de 2014, cujo valor foi de 0,055 €/kWh, com a aplicação de um desconto de 10% como prevê o decreto-lei nº 153/2014 [106]. No cálculo da produção fotovoltaica, será tido em conta a degradação nos módulos solares fotovoltaicos na ordem dos 0,7%/ano, uma vez que implica uma redução do valor de energia injetada na rede.

Na tabela 31, podemos verificar as variáveis relacionados com o estudo de viabilidade económica.

Tabela 31 Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 2)

Dados	Valor
Sistema híbrido	62.831,0 € (c/iva)
	48.379,8 € (s/iva)
Estimativa de produção	24.314 kWh
O&M	1.020 €/ano (c/iva)
	786 €/ano (s/iva)

Na figura 89 é apresentado o cálculo do VAL e o *Payback*, com base nas variáveis apresentadas na tabela 31.

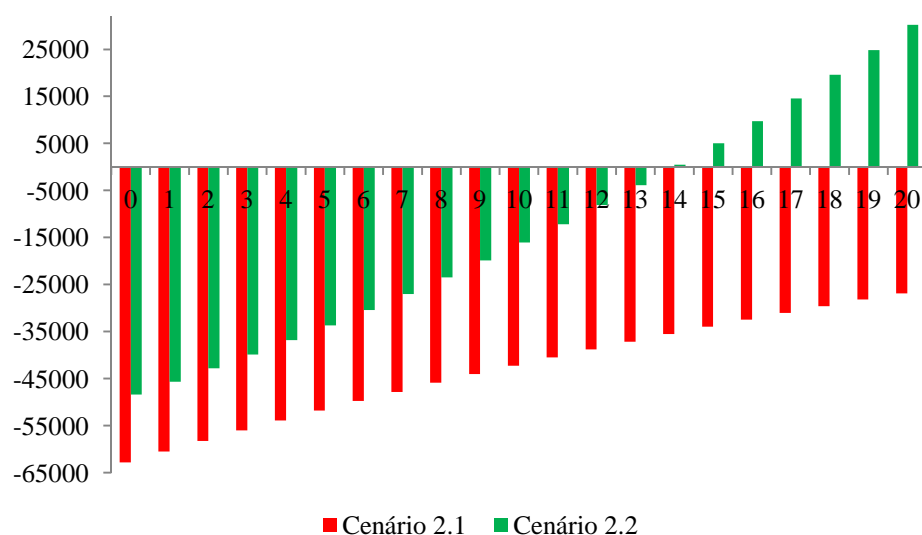


Figura 89 – Balanço financeiro - (configuração 2)

Através da análise dos dados apresentados na figura 89, no cenário 2.1 foi obtido um VAL negativo (VAL=-2.755 €) e averiguamos que no fim do período de vida útil do projeto, o capital de investimento não é recuperado, sendo o projeto inviável do ponto de vista económico. No cenário 2.2, foi apurado um VAL positivo (VAL=30.198 €) existindo um retorno financeiro no período de 13,9 anos, sendo alcançado para este cenário uma TIR de 4,53%.

8.6. CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 3)

Os custos de investimento nesta configuração agregam a aquisição de um sistema fotovoltaico com uma potência de 12,96 kW, calculado no subcapítulo 7.7, associado a um sistema de armazenamento de energia, sendo estes apresentados detalhadamente na tabela 32.

Tabela 32 Orçamento do sistema fotovoltaico – (configuração 3)

Investimento inicial	Sistema Fotovoltaico	Componentes	Preço (c/iva)	Total (€)
		48 Módulos C-si 270w	14.346,72 €	29.156,84 €
		1 Inversor SB 15000TL	5.268,52 €	
		Estrutura de fixação	5.313,6 €	
		Extensão de garantia do inversor até 25 anos	1.968 €	
		1 caixa de proteções AC	150 €	
		1 caixa de fusíveis DC	80 €	
		Outros serviços	450 €	
		Instalação	1.580 €	
	Sistema de armazenamento	Baterias (24 baterias)	38.452,12 €	51.551,58 €
		Sunny Island (3 equipamentos)	13.099,46 €	
	Home manager	1 equipamento	1.288 €	1.288 €
	Total do sistema fotovoltaico (c/iva)			81.996,42 €
	Total do sistema fotovoltaico (s/iva)			63.137,24 €

Tabela 33 Custos de O&M do sistema fotovoltaico – (configuração 3)

Custos (O&M)	
Cenário 3.1 (c/iva)	807 €/ano
Cenário 3.2 (s/iva)	621 €/ano

Nesta configuração, com base na análise dos custos de investimento de cada sistema e aos restantes componentes, podemos constatar que o sistema de armazenamento é o investimento mais elevado no sistema com 62,9%, seguindo-se o sistema fotovoltaico com 35,6%.

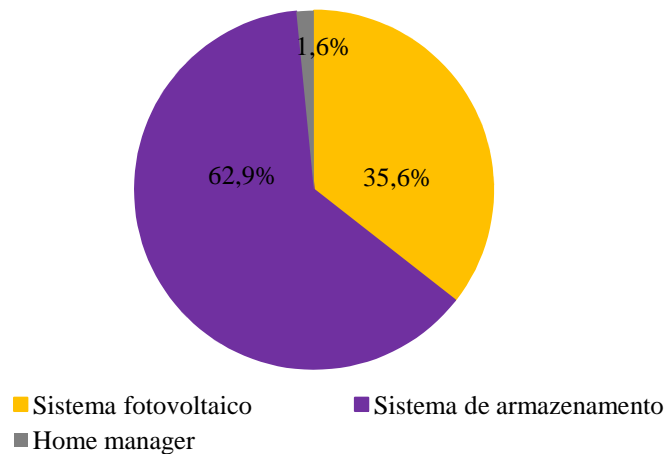


Figura 90 – Distribuição dos custos no sistema fotovoltaico – (configuração 3)

8.7. ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 3)

Como referido no caso da configuração 1, na avaliação económica apresentada neste subcapítulo, serão adotados os mesmos benefícios e pressupostos referenciados. Na tabela 34, podemos verificar as variáveis relacionados com o estudo de viabilidade económica.

Tabela 34 Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 3)

Dados	Valor
Sistema híbrido	81.996,42 € (c/iva)
	63.137,24 € (s/iva)
Estimativa de produção	19.748 kWh
O&M	807 €/ano (c/iva)
	621 €/ano (s/iva)

Com base nas variáveis mostradas na tabela 34, procedeu-se ao cálculo do VAL, e do *Payback*, que se apresentam na figura 91.

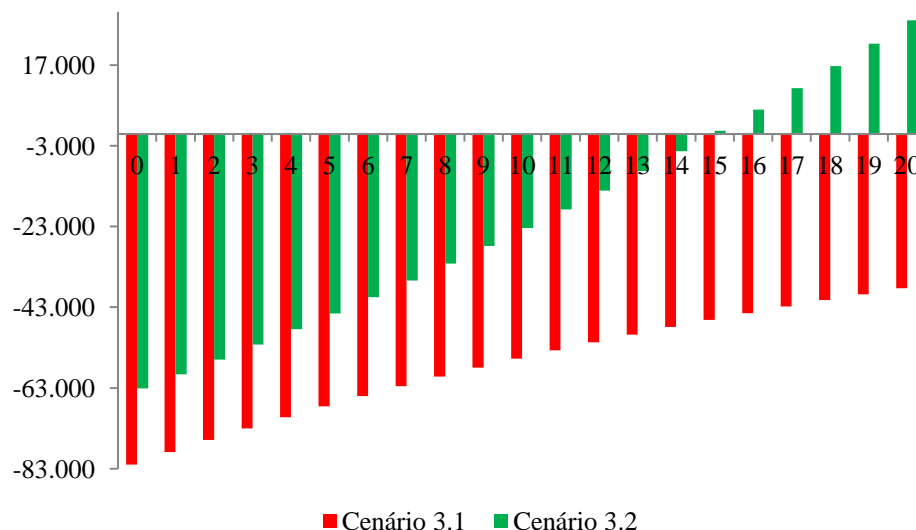


Figura 91 – Balanço financeiro – (configuração 3)

Com os dados obtidos no cenário 3.1, verificamos que o capital de investimento não é recuperado, sendo por isso o projeto inviável do ponto de vista económico. No cenário 3.2, sem a utilização da taxa de atualização, foi conseguido um VAL de 28.043 €, e um *Payback* ao fim de 14,9 anos. Em conjunto com estes valores determinou-se uma TIR de 3,47% para o último cenário.

8.8. CUSTOS DE INVESTIMENTO – (CONFIGURAÇÃO 4)

Os custos de investimento nesta configuração envolvem a aquisição do mesmo sistema fotovoltaico enunciado na configuração 3, adicionando um contador para a posterior venda da energia excedente à rede, sem a instalação do sistema de armazenamento, sendo estes custos apresentados na tabela 35.

Tabela 35 Orçamento do sistema fotovoltaico – (configuração 4)

Contador	Componentes	Preço (c/iva)	Total (€)
	1 equipamento da marca Landis	578 €	578 €
Total do sistema fotovoltaico (c/iva)			31.022,84 €
Total do sistema fotovoltaico (s/iva)			23.887,58 €

Tabela 36 Custos de O&M do sistema fotovoltaico – (configuração 4)

Custos (O&M)	
Cenário 4.1 (c/iva)	291 €/ano
Cenário 4.2 (s/iva)	225 €/ano

Em relação à distribuição dos custos de investimento de cada componente, podemos constatar na figura 92, que o sistema fotovoltaico representa um valor de 94%, apresentando o *Home Manager* e o contador *Landis* percentagens reduzidas nesta configuração.

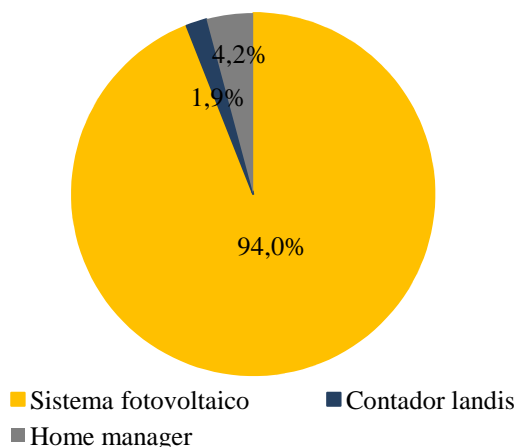


Figura 92 – Distribuição dos custos no sistema fotovoltaico – (configuração 4)

8.9. ANÁLISE ECONÓMICA – (CONFIGURAÇÃO 4)

Como referido no caso da configuração 2, na avaliação económica apresentada de seguida neste estudo, serão adotados os mesmos proveitos e pressupostos referenciados. Na tabela 37, podemos verificar as variáveis relacionados com o estudo de viabilidade económica.

Tabela 37 Variáveis de estudo da viabilidade económica – (configuração 4)

Dados	Valor
Sistema híbrido	31.022,84 € (c/iva)
	23.887,58 € (s/iva)
Estimativa de produção	19.748 kWh
O&M	291 €/ano (c/iva)
	225 €/ano (s/iva)

Com base nas variáveis, apresentadas na tabela 37, foi calculado o VAL e o *Payback*, que se apresentam na figura 93.

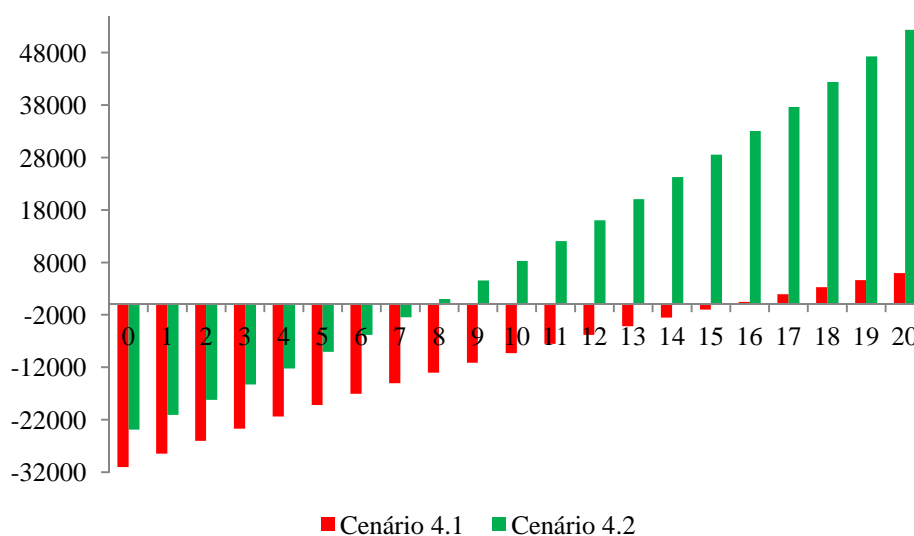


Figura 93 – Balanço financeiro - (configuração 4)

Com base nos dados expostos, apuramos que o capital de investimento é recuperado para ambos os cenários, sendo os projetos viáveis do ponto de vista económico. No cenário 4.1, obteve-se um VAL=5.937 €, conseguindo um retorno do investimento ao fim de 15,7 anos. No cenário 4.2, foi alcançado um VAL de 52.380 €, sendo o capital de investimento recuperado ao fim de 7,7 anos. Para o cenário 4.1 e 4.2, calcularam-se uma TIR de 9,1% e 12,9%, respetivamente.

8.10. ANÁLISE FINAL ÀS CONFIGURAÇÕES

Analisando a tabela 38, podemos observar que os diferentes tipos de configuração apresentam tempos de retorno de investimento diferentes, evidenciando cenários de investimentos viáveis e inviáveis do ponto de vista económico.

Tabela 38 Variáveis do estudo da viabilidade económica

Simulações	Cenário	Orçamento (€)	VAL (€)	TIR (%)	Payback (anos)
Configuração 1	Cenário 1.1	113.804	-63.921	-0,96	-
	Cenário 1.2	87.630	21.021	1,93	17
Configuração 2	Cenário 2.1	62.831	-26.881	1,42	-
	Cenário 2.2	48.380	30.198	4,53	13,9
Configuração 3	Cenário 3.1	81.996	-38.322	0,58	-
	Cenário 3.2	63.138	28.043	3,47	14,9
Configuração 4	Cenário 4.1	31.022	5.937	9,10	15,7
	Cenário 4.2	23.889	52.380	12,9	7,7

Analisando a tabela 38, é possível concluir:

- Os cenários de 1.1, 2.1 e 3.1, são inviáveis devido à taxa atualização aplicada de 7% e ao IVA. No cenário 4.1, mesmo utilizando a mesma taxa de atualização é viável devido ao investimento inicial ser o mais baixo;
- Outro aspeto relevante a considerar, é a inviabilidade do sistema de armazenamento devido ainda ao seu elevado custo (cenário 1.1 e 3.1);
- Por último, o cenário 4.2 da configuração 4, é o que alcança melhores resultados do ponto de vista económico, porque o sistema contempla apenas painéis fotovoltaicos, e o investimento inicial é o menor.

9. CONCLUSÕES

O principal objetivo desta dissertação foi analisar e identificar os principais fatores que podem facilitar a introdução de sistemas híbridos nos sistemas de energia descentralizados, avaliando as perspectivas técnicas e económicas da produção de energia, na possibilidade de implementação de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico. Nesse contexto, foi efetuada uma pesquisa no âmbito dos sistemas híbridos realizando uma breve referência histórica, as suas principais características, os desafios para a utilização destes sistemas, os tipos de configurações utilizados e os seus barramentos. Foram ainda aprofundados os conhecimentos das tecnologias fotovoltaica, eólica e de armazenamento de energia.

Com vista ao dimensionamento do sistema, na definição da carga da empresa, foram determinados os consumos energéticos da empresa durante duas semanas completas, através da recolha de leituras no local. Foi efetuada a escolha de um sistema fotovoltaico-eólico com armazenamento, com o propósito de reduzir os consumos de energia da rede pública. Consequentemente, foi avaliado com recurso a um *software*, o desempenho do sistema, em função da produção, do sistema de armazenamento, do consumo de energia da rede e estado de carregamento das baterias. Antes de efetuar as simulações foram necessários introduzir determinados parâmetros, tais como, diagrama de carga da empresa, o recurso eólico e solar e as características técnicas dos equipamentos utilizados.

De modo a avaliar a viabilidade técnico-económica do sistema híbrido, acrescentaram-se outras configurações dotadas de apenas tecnologia fotovoltaica, nas mesmas condições aplicadas ao sistema inicial.

A partir dos resultados da simulação das configurações, foi efetuada uma análise económica, fundamentada nos custos de investimentos dos equipamentos e custos de O&M. Tendo em conta, que o estudo efetuado neste trabalho é um caso possível de implementação numa empresa, foram adotadas taxas de crescimento anual do preço de aquisição de eletricidade.

Foi efetuada uma análise económica das várias configurações definidas, das quais é possível extrair as seguintes conclusões:

- A taxa de atualização aplicada de 7%, bem como o IVA, inviabiliza os vários cenários que a utiliza (1.1, 2.1 e 3.1) com exceção do cenário 4.1, concluindo por isso, que estes cenários só são viáveis, cenários (1.2, 2.2, 3.2 e 4.2) onde foi retirada esta taxa e o IVA;
- O elevado custo do sistema de armazenamento, ainda limita a sua utilização, tendo um *Payback* de 17 anos, para o cenário 1.2 e 13,9 anos, para cenário 3.2. Perspetivando-se para as próximas décadas, uma redução do custo das baterias, devido a um melhoramento tecnológico das mesmas, estes sistemas poderão vir a ser viáveis economicamente;
- Devido ao menor investimento no sistema fotovoltaico, verifica-se que os dois cenários, da configuração 4, são viáveis.

Podemos concluir também através dos resultados apresentados que, as configurações que utilizem o sistema híbrido sem o agravamento do imposto de IVA e da taxa de atualização, mostram-se atrativas do ponto de vista económico, oferecendo um retorno financeiro dentro do período de vida útil, mas não sendo as soluções mais vantajosas do ponto de vista económico.

Como balanço final deste estudo, podemos concluir que foram atingidos os objetivos propostos.

Referências Documentais

- [1] ONU - Organização das Nações Unidas, "World Population 2012", Agosto de 2013.
- [2] APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis, <http://www.apren.pt/>, consultado em Junho de 2013.
- [3] EUROPEAN COMMISSION: Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc310&plugin=1>, consultado em Agosto de 2014.
- [4] IEA - International Energy Agency, "Renewable Energy: Markets and Prospects by Technology", Novembro de 2011.
- [5] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, <http://www.dgeg.pt/>, consultado em Março de 2013.
- [6] CRUZ, Ricardo - " Integração de Energia Eólica na Rede", Universidade de Coimbra, 2009.
- [7] FERREIRA, Carlos - "Estudo de Novos Aproveitamentos Hidroelétricos", Outubro de 2010.
- [8] FREITAS, Susana - "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos", Novembro de 2008.
- [9] ÁGUA QUENTE SOLAR - <http://www.aguaquentesolar.com/index.asp>, consultado em 22 de Março de 2013.
- [10] ISAACS, J.D and SCHMITT, W.R. - "Ocean Energy Forms and Prospects", Science, Vol.207, 1980.
- [11] OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY - <http://energy.gov/eere/energybasics/energy-basics>, consultado em Abril de 2013.
- [12] ENERGY STORY - <http://energyquest.ca.gov/story/index.html>, consultado em Abril de 2013.
- [13] NREL - National Renewable Energy Laboratory, http://www.nrel.gov/science_technology/, consultado em Abril de 2013.
- [14] REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, "Renewables 2014 Global Status Report, 2014.
- [15] BP - "Statistical Review of World Energy", Junho de 2014.
- [16] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Dados Técnicos Eletricidade 2012", 4 de Fevereiro de 2013.
- [17] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, "Renováveis-Estatísticas Rápidas Janeiro de 2014.
- [18] APISOLAR - <http://www.apisolar.pt/>, consultado em 14 de Março de 2014.

- [19] DIÁRIO DA REPÚBLICA - 1ª Série, Nº 141, 24 de Julho de 2013.
- [20] APESF - <http://www.apesf.pt/>, consultado em 14 de Março de 2014.
- [21] KRANNICH - <http://pt.krannich-solar.com/>, consultado em 14 de Março de 2014.
- [22] ABDEL-QADER, Mahmoud - "Simulation of a Hybrid System Consisting of Wind Turbine, PV, Storage Battery and Diesel Generator With Compensation Network: Design, Optimization and Economical Evaluation", Dezembro de 2008.
- [23] BLASQUES, Luís - "Estudo da Viabilidade Técnica Económica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade", 2005.
- [24] BARBOSA, Claudomiro e PINHO, João - "Sistemas Híbridos de Energia Solar/Eólico/Diesel para Eletrificação de Comunidades Isoladas da Região Amazónica Brasileira", 2005.
- [25] BARRETO, João e PINHO, João - "Sistemas Híbridos-Soluções Energéticas para a Amazônia", Ideorama Design, 1ª edição, Novembro de 2008.
- [26] GREEN GROWTH ROADMAP - "Hybrid Energy System", disponível em <http://www.unescap.org/sites/default/files/35.%20FS-Hybrid-energy-system.pdf>.
- [27] NELSON, Vaughn and FOSTER, Robert - "Wind Hybrid Systems Technology Characterization", Maio de 2002.
- [28] FFSOLAR - <http://www.ffi-solar.com/>, consultado em Fevereiro de 2014.
- [29] WINDUP - <http://windup.pt/>, consultado em Fevereiro de 2014.
- [30] ALIANCE RURAL ELECTRIFICATION - "Hybrid Power Systems Based on Renewables Energies", disponível em <http://www.ruralelec.org/38.0.html#c3303>.
- [31] CRUS, Ricardo e VENTURA, Rui - "Integração da Energia Eólica na Rede", 2010.
- [32] WIND ENERGY FOUNDATION - <http://www.windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history>, consultado em Julho de 2014.
- [33] SANTOS, Alison e RAMOS, Daniel - "Projeto de Geração de Energia Eólica", 2006.
- [34] CENTRE FOR ENERGY - <http://www.centreforenergy.com/AboutEnergy/Wind/History.asp>, consultado em Julho de 2014.
- [35] OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY - <http://energy.gov/eere/wind/history-wind-energy>, consultado em Julho de 2014.
- [36] CASTRO, Rui - "Introdução à Energia Eólica", Março de 2008.
- [37] MOREIRA, Daniel - "Implementação de Microgeração no Sector Residencial", Junho de 2010.
- [38] EUROPEAN WIND ATLAS - <http://www.windatlas.dk/Europe/Index.htm>, consultado em 11 de Julho de 2014.
- [39] LOPES, Alexandre - "Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal", Junho de 2009.
- [40] VIANA, Susana - "Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada, Junho de 2010.

- [41] CRESESEB - <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=211>, consultado em 14 de Julho de 2014.
- [42] ALENTEJO LITORAL - <http://www.alentejolitoral.pt/PortalIndustria/Energia/Energiasrenovaveis/Eolica/Paginas/Energiaeolica1.aspx>, consultado em 14 de Julho de 2014.
- [43] DARRIEUS WIND TURBINE - http://en.wikipedia.org/wiki/Darrieus_wind_turbine, consultado em 16 de Julho de 2014.
- [44] SAVONIUS WIND TURBINE - http://en.wikipedia.org/wiki/Savonius_wind_turbine, consultado em 16 de Julho de 2014.
- [45] SARAIVA, Rodrigo - "Localização Óptima dos Conversores de um Parque Eólico para Minimização de Custos Totais", Setembro de 2007.
- [46] MANUAL SOBRE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA - <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>, Agosto de 2014.
- [47] MENEZES, Alex - "Energia Solar Fotovoltaica", disponível em <http://alexvilarindo.files.wordpress.com/2014/01/parte-3-1-conceitos-bc3a1sicos.pdf>.
- [48] PINHO, João e GALDINO, Marco - "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos", Março de 2014.
- [49] SOLAR RADIATION - <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm>, consultado em 2 de Agosto de 2014.
- [50] FALCÃO, António - "Energia Solar - Movimento e Posicionamento relativos Terra-Sol", disponível em <https://pt.scribd.com/doc/221416615/Texto-Apoio-Mov-sol-Terra-01>.
- [51] OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY - https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf, consultado em 2 de Agosto de 2014.
- [52] NOGUEIRA, Teresa - "Introdução à Energia Solar", ISEP, 2011.
- [53] CASTRO, Rui - "Introdução à Energia Fotovoltaica", Edição 2.2, Maio de 2008.
- [54] ENERGIA SOLAR - <http://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/>, consultado em Agosto de 2014.
- [55] GARRIDO, Emanuel - "Concepção e Certificação de Nova Geração de Candeeiros de Iluminação Pública", Junho de 2010.
- [56] GREEN, Martin and EMERY, Keith - "Solar Cell Eficency Tables", disponível em <://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2452/pdf>.
- [57] FREITAS, Susana - "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos", Novembro de 2008.
- [58] REN - "Potencial Hidroelétrico Nacional", Novembro de 2006.

- [59] CLIMATE and FUEL - <http://www.climateandfuel.com/pages/hydro.htm>, consultado em 3 de Outubro de 2013.
- [60] UNIVERSIDADE DE COIMBRA - "Armazenamento de Energia", disponível em <https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2&id=9953>.
- [61] ESA - http://www.electricitystorage.org/technology/tech_archive/technology_comparisons, consultado em 3 de Outubro de 2013.
- [62] W. TESTER, Jefferson - "Sustainable Energy-Chosing Among Options", 2005.
- [63] FLYWHEEL - <http://www.beaconpower.com/products/about-flywheels.asp>, consultado em 9 de Outubro de 2013.
- [64] R. PATEL, Mukund - "Wind and Solar Power Systems", 1999.
- [65] RAMADANE, Amido - "Análise da Tecnologia de Armazenamento de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Isolados", Junho de 2012.
- [66] MARTINS, Nuno - "Sistema Integrado de Produção e Armazenamento de Energia a Partir de Fontes Renováveis", Dezembro de 2007.
- [67] GOMES, Nuno - "Sistemas de Armazenamento de Energia para Veículos Elétricos", ISEP, 2009.
- [68] CEEETA - "Tecnologias de Microgeração e Sistemas Periféricos-Armazenamento de Energia", disponível em <http://www.marioloureiro.net/tecnica/energProdu/TecnArmazenamentoEnergiaCEEETA.pdf>.
- [69] MPOWER - <http://www.mpoweruk.com/>, consultado em Novembro de 2013.
- [70] PEDRAM, Massoud - "Hybrid Electrical Energy Storage Systems", disponível em http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=5599043&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D5599043.
- [71] BATERIA NiCd e NiMH - <http://www.advanced-battery.com/batteryknowledge.html>, consultado em 15 de Novembro de 2013.
- [72] BATERIA LÍTIO - http://en.wikipedia.org/wiki/Lithium-ion_battery, consultado em 16 de Novembro de 2013.
- [73] POLICY DEPARTMENT ECONOMIC AND SCIENTIFIC POLICY - "Outlook of Energy Storage Technologies", disponível em http://www.europarl.gr/resource/static/files/projects_pdf/itre_2007_07.pdf.
- [74] BATERIA ZINCO - http://en.wikipedia.org/wiki/Zinc-air_battery, consultado em 23 de Novembro de 2013.
- [75] NGUYEN, Trund and F. SAVINELL, Robert - "Flow Batteries", disponível em http://electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10_p054-056.pdf.
- [76] COLE, Stjin and VAN HERTEM, Dirk - "Energy Storage on Production and Transmission Level: a Swot Analysis, disponível em http://www.leonardo-energy.info/sites/leonardo-energy/files/root/Documents/2009/pub_1515.pdf.

- [77] DWARAKA S., Padimiti - "Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES) for Improved Dynamic System Performance", 2007, disponível em <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4275505>.
- [78] HASAN ALI, Mohd. - "An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems", Abril de 2010, disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~ee04109/Documentos%20e%20imagens/51%20-%20An%20Overview%20of%20SMES%20Applications%20in%20Power%20and.pdf>.
- [79] HARESH, Kamath - "Energy Storage Technology Overview", disponível em <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/coal/energy%20systems/fuel%20cells/TutorialII.pdf>.
- [80] AP2H2 - <http://www.ap2h2.pt/sobre-h2.php>, consultado em Novembro de 2013.
- [81] ALMEIDA, Aníbal - "Hidrogénio e Células de combustível", Universidade de Coimbra, disponível em <http://www.gazetadefisica.spf.pt/magazine/article/478/pdf>.
- [82] HYDROGENICS - <http://www.hydrogenics.com/technology-resources/hydrogen-technology>, consultado em Dezembro de 2013.
- [83] IEA - "Hydrogen Production and Storage", disponível em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydrogen.pdf>.
- [84] SANTOS, Fernando - "O Combustível Hidrogénio", disponível em <http://www.ipv.pt/millennium/Millennium31/15.pdf>.
- [85] GOMES, Nuno - "Células de Combustível", ISEP, 2009.
- [86] CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL - <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/comofuncionam.html>, consultado em Novembro de 2013.
- [87] IBRAHIM, H. - "Energy Storage Systems-Characteristics and Comparisons", Dezembro de 2008.
- [88] FUEL CELL TODAY - <http://www.fuelcelltoday.com/about-fuel-cells/technologies>, consultado em Dezembro de 2013.
- [89] MORAES, Natália - "Estudo de Implantação de Células a Combustível em Sistemas Híbridos para Produção de Energia Elétrica", Agosto de 2011.
- [90] FUEL CELLS 2000 - http://www.fuelcells.org/base.cgim?template=types_of_fuel_cells, consultado em Dezembro de 2013.
- [91] ATMOSPHERIC DATA CENTER - "Surface Meteorology", disponível em <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov+s01+s06#s0>, consultado em 28 de Janeiro de 2014.
- [92] GEOPORTAL - <http://geoportal.ineg.pt/geoportal/mapas/index.html>, consultado em 4 de Fevereiro de 2014.
- [93] BERGEY TURBINE - http://www.bergey.com/pages/price_list.html, consultado em 10 de Fevereiro de 2014.

- [94] SMA - <http://www.sma.de/en.html>, consultado em Abril de 2014.
- [95] FREIRE, Raphael - "Análise da Viabilidade de Projectos de Minigeração Fotovoltaica", Junho de 2011.
- [96] PVGIS - <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>, consultado em 6 de Março de 2014.
- [97] CARNEIRO, Joaquim - "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos", 2009.
- [98] SUNNY DESIGN - <http://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home>, consultado em 17 de Setembro de 2014.
- [99] HOPPECKE - http://www.hoppecke.com/content/download/brochures/rp/OPzS_en.pdf, consultado em 16 de Abril de 2014.
- [100] BATERIE 24 OPzS - <http://www.ecosolarspain.com/#!rolls-hoppecke-and-sunlight/c1tw7>, consultado em 18 de Abril de 2014.
- [101] HOMER ENERGY - <http://www.homerenergy.com/>, consultado em 9 de Setembro de 2013.
- [102] ERSE - <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>, consultado em 18 de Março de 2014.
- [103] CASTRO, Rui - "Introdução à Avaliação Económica de Investimentos", Edição 4.1, Fevereiro de 2008.
- [104] NOGUEIRA, Teresa - "Produção de Energia em Regime Especial", ISEP, 2011.
- [105] OMIE - <http://www.omie.es/>, consultado em 4 de Novembro de 2014.
- [106] Decreto-Lei nº 153/2014, 20 de Outubro de 2014.

Anexo A. Consumo mensal da empresa

Mês	Carga (kWh)
Janeiro	3290
Fevereiro	2616
Março	2724
Abril	2595
Maio	2155
Junho	2129
Julho	1948
Agosto	2130
Setembro	2307
Outubro	2082
Novembro	2341
Dezembro	2621

Anexo B. Consumo mensal, anual por período tarifário e o seu custo

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho
Vazio	163	158	168	132	122	121	120
Ponta	533	381	598	376	477	471	432
Cheia	2594	2077	1958	2087	1556	1537	1396
Total mensal	3290	2616	2724	2595	2155	2129	1948
Valor faturado	662,5	517,2	573,3	514,6	455,0	449,5	410,7

	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Totais	Média mensal
Vazio	131	142	140	146	164	984	141
Ponta	472	511	786	522	584	3268	467
Cheia	1527	1654	1156	1673	1873	13205	1886
Total mensal	2130	2307	2082	2341	2621	17457	2494
Valor faturado	449,1	486,3	494,5	493,9	552,9	3582,8	511,8

Anexo C. Consumo por período tarifário e o seu custo

Mês	Tipo de hora	Consumo por hora (kWh)	Custo aplicado por hora (€)	Custo total mensal (€)
Janeiro	Vazio	163	16,3	662,5
	Ponta	533	187,1	
	Cheia	2594	459,1	
Fevereiro	Vazio	158	15,8	517,2
	Ponta	381	133,7	
	Cheia	2077	367,6	
Março	Vazio	168	16,8	573,3
	Ponta	598	209,9	
	Cheia	1958	346,6	
Abril	Vazio	132	13,2	514,6
	Ponta	376	132,0	
	Cheia	2087	369,4	
Maio	Vazio	122	12,2	455,0
	Ponta	477	167,4	
	Cheia	1556	275,4	
Junho	Vazio	121	12,1	449,5
	Ponta	471	165,3	
	Cheia	1537	272,0	
Julho	Vazio	120	12,0	410,7
	Ponta	432	151,6	
	Cheia	1396	247,1	
Agosto	Vazio	131	13,1	449,1
	Ponta	472	165,7	
	Cheia	1527	270,3	
Setembro	Vazio	142	14,2	486,3
	Ponta	511	179,4	
	Cheia	1654	292,8	
Outubro	Vazio	140	14,0	494,5
	Ponta	786	275,9	
	Cheia	1156	204,6	
Novembro	Vazio	146	14,6	493,9
	Ponta	522	183,2	
	Cheia	1673	296,1	
Dezembro	Vazio	164	16,4	552,9
	Ponta	584	205,0	
	Cheia	1873	331,5	

Anexo D. Registo do consumo diário na empresa durante duas semanas

Horas (h)	Carga (kW)														15-Dez
	02-Dez	03-Dez	04-Dez	05-Dez	06-Dez	07-Dez	08-Dez	09-Dez	10-Dez	11-Dez	12-Dez	13-Dez	14-Dez	15-Dez	
0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
8	1	1	1	1	1	0,5	0,5	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
9	11	11	11	12	11	0,5	0,5	11	12	12	11	12	0,5	0,5	0,5
10	12	16	15	13	14	0,5	0,5	13	14	16	16	14	0,5	0,5	0,5
11	10	9	10	11	12	0,5	0,5	10	11	12	12	10	0,5	0,5	0,5
12	7	6	8	9	9	0,5	0,5	7	7	9	8	8	0,5	0,5	0,5
13	1	2	2	1	2	0,5	0,5	1	2	2	2	1	0,5	0,5	0,5
14	13	11	12	12	12	0,5	0,5	10	11	12	12	11	0,5	0,5	0,5
15	14	9	8	13	14	0,5	0,5	12	9	9	8	10	0,5	0,5	0,5
16	14	10	10	12	14	0,5	0,5	15	12	16	16	12	0,5	0,5	0,5
17	9	10	10	8	8	0,5	0,5	9	10	10	9	9	0,5	0,5	0,5
18	1	1	1	1	1	0,5	0,5	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
19	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
20	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
21	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
22	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
23	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Anexo E. Método de *Weibull*

Model	Evance 5 kW
Rated power	5 kW
Rotor diameter	5,5 m
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	13 m/s
Cut-out wind speed	18 m/s
Nominal revolutions	200 rpm

Parâmetro escala
Parâmetro forma
Velocidade média

A	5,8
k	2,1
	5,1

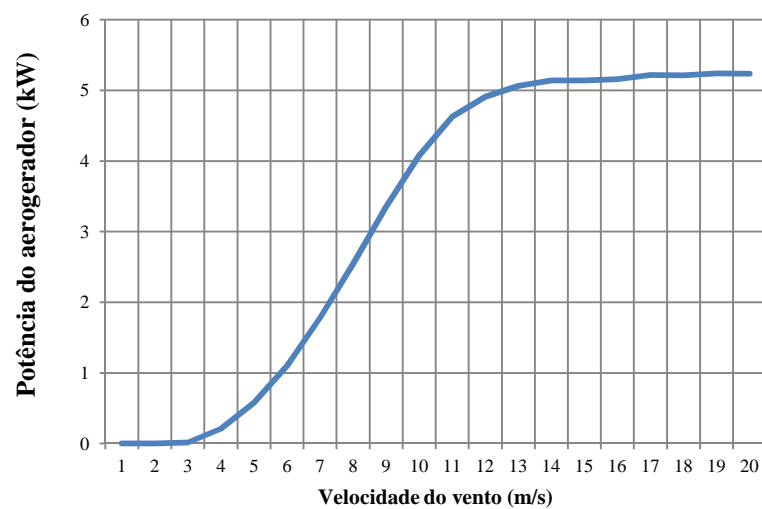
Evance		5	kW
R9000	Area pás	95	m ²

Utilização anual	1831,9	horas
------------------	--------	-------

U (m/s)	p(U)	F(U)	densidade probabilid ade (h)	Potência disponível (kW)	Potência extraída (kW)	Potência aerogerador (catalogo) (kW)	Energia (kWh)	cp
1	0,05107	0,02463	447,40	0,00	0,00	0	0	0,000
2	0,10086	0,10138	883,55	0,47	0,28	0	0	0,000
3	0,13648	0,22157	1.195,58	1,57	0,93	0,014	17	0,009
4	0,15215	0,36763	1.332,80	3,73	2,21	0,21	280	0,056
5	0,14787	0,51916	1.295,37	7,28	4,31	0,576	746	0,079
6	0,12842	0,65829	1.124,99	12,57	7,45	1,104	1.242	0,088
7	0,10093	0,77333	884,16	19,97	11,83	1,783	1.576	0,089
8	0,07231	0,85980	633,40	29,80	17,66	2,542	1.610	0,085
9	0,04742	0,91922	415,44	42,43	25,15	3,349	1.391	0,079
10	0,02856	0,95668	250,17	58,21	34,49	4,077	1.020	0,070
11	0,01582	0,97839	138,58	77,47	45,91	4,628	641	0,060
12	0,00807	0,98998	70,69	100,58	59,60	4,911	347	0,049
13	0,00379	0,99569	33,24	127,88	75,78	5,066	168	0,040
14	0,00165	0,99828	14,41	159,72	94,65	5,141	74	0,032
15	0,00066	0,99936	5,77	196,45	116,42	5,142	30	0,026
16	0,00024	0,99978	2,13	238,42	141,29	5,159	11	0,022
17	0,00008	0,99993	0,73	285,98	169,47	5,217	4	0,018
18	0,00003	0,99998	0,23	339,47	201,17	5,212	1	0,015
19	0,00001	0,99999	0,07	399,25	236,59	5,242	0	0,013
20	0,00000	1,00000	0,02	465,66	275,95	5,235	0	0,011
							9.160	

Anexo F. Curva de potência da turbina Evance

u (m/s)	Potência aerogerador (catálogo) (kW)
1	0
2	0
3	0,014
4	0,21
5	0,576
6	1,104
7	1,783
8	2,542
9	3,349
10	4,077
11	4,628
12	4,911
13	5,066
14	5,141
15	5,142
16	5,159
17	5,217
18	5,212
19	5,242
20	5,235



Anexo G. Características técnicas da turbina Evance



Evance R9000

Especificações

Arquitetura
Potência Nominal
Produção Anual de Energia

Velocidade de Arranque
Velocidade de Corte
Velocidade de Sobrevivência
Classe IEC
Sistema de Controlo
Diâmetro do Rotor
Velocidade Nominal do Rotor
Tipo de Pás

Material das Pás
Gerador

Caixa de Velocidade
Travões de Emergência

Posicionamento
Altura da Torre
Tipos de Torre
Tempo de Vida Útil
Fundação da Torre
Peso Total
Ruído

Temperatura de Funcionamento
Garantia

Upwind, rotor com 3 pás, regulação automática
5kW contínua de 12m/s a 60m/s
8.780kWh (Rendimento anual com velocidade média do vento de 5m/s
(Em conformidade com a norma IEC)
3m/s
Nenhuma. Geração contínua até à velocidade de sobrevivência
60m/s
Classe II, de acordo com a IEC 61400
Pás de posicionamento reactivo (Reactive™ Pitch Control)
5,5m
200rpm
Perfil aerodinâmico, totalmente optimizado, garantindo o máximo
rendimento e o mínimo ruído.
Fibra de vidro reforçada, baixa reflexão, revestimentos UV e anti-erosão
De magnetos permanentes de elevada eficiência, sem escovas,
ligação directa.
Não necessária (ver gerador)
Automáticos, ElectroBrake™, patenteados (com controle manual para
manutenção). Sem peças móveis.
Leme e rotor passivos
10m, 12m, 15m e 18m
Auto-sustentáveis, elevação hidráulica ou guincho
Mínimo 20 anos, com serviço de inspecções regulares
Maciços ou sapatas de betão
325 Kg excluindo a torre
53dB à distância de 25m e vento a 8 m/s, norma BWEA
45.5dB à distância de 60m e vento a 8 m/s, norma BWEA
-20°C - +50°C
5 anos (ver Evance Termos e Condições para mais detalhes)

Evance Wind Turbines Ltd
www.evancewind.com



Certificate Number MCS WT0039
Small Wind Turbine

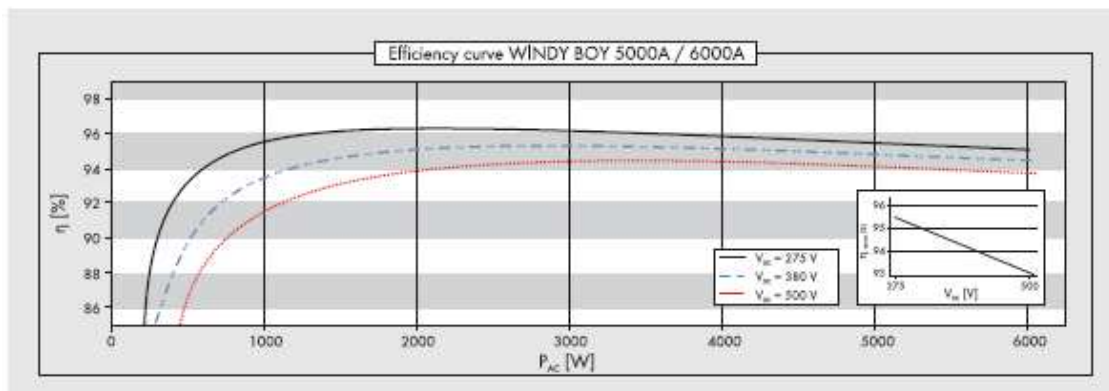
Representante em Portugal:
www.windup.pt

WINDUP
Consultoria, Representações e Serviços, Lda.

Estamos permanentemente a melhorar os nossos produtos, pelo que reservamos o direito de alterar as especificações acima mencionadas a qualquer momento, sem aviso prévio. Todas as marcas comerciais e marcas registadas aqui mencionadas são da propriedade dos seus respectivos donos.

Anexo H. Inversor WB 5000A

Technical data	Windy Boy 5000A	Windy Boy 6000A
Input (DC)		
Max. DC power	5750 W	6300 W
Recommended generator power at 2500 / 5000 fullload hours per year	4600 W / 4200 W	5500 W / 5100 W
Max. DC voltage	600 V	600 V
DC nominal voltage	270 V	270 V
Min. open circuit voltage for activating "Turbine Mode"	300 V	300 V
Operating range "Turbine Mode"	250 V - 600 V	250 V - 600 V
Max. input current	26.0 A	26.0 A
Output (AC)		
AC nominal power	5000 W	6000 W
Max. AC power	5500 W	6000 W
Max. output current	26.0 A	26.0 A
Nominal AC voltage / AC operating range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 260 V	
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / ± 4.5 Hz	50 Hz, 60 Hz / ± 4.5 Hz
Power factor (cos φ)	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / Euro-Eta	96.1 % / 95.3 %	96.1 % / 95.3 %
Protective devices		
DC reverse-polarity protection	●	●
AC short-circuit protection	●	●
Ground fault monitoring	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●
Galvanically isolated	●	●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D) in mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Weight	62 kg	63 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 42 dB(A)	≤ 42 dB(A)
Internal consumption: operation / standby	< 7 W / 0.25 W	< 7 W / 0.25 W
Topology	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (per IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721)	4K4H	4K4H
Features		
DC connection: SUNCLIX	●	●
AC connection: screw terminal	●	●
Display: text line / graphic	●/-	●/-
Interfaces: RS485 / Bluetooth*	○/○	○/○
Warranty: 5 years / 10 years	●/○	●/○
Certificates and permits	CE, VDE0126-1-1, G83/1, CER/06/190, DK 5940 ED2.2*, RD 1663, AS4777, EN 50438	
* applies only to IT variant		
● Standard features ○ Optional features – Not available / Data at nominal conditions		
Type name	WB 5000A	WB 6000A



Anexo I. Modelo matemático da célula fotovoltaica

Painel bosch

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
I (Wh/m ² /dia)	1960	2970	4290	5450	6580	7330	7370	6560	5170	3390	2200	1790
Ta (°C)	9,8	10,5	13	13,8	16,2	19,5	21	21,3	19,3	16,6	12,5	10,2
G (W/m ²)	81,7	123,8	178,8	227,1	274,2	305,4	307,1	273,3	215,4	141,3	91,7	74,6

NOCT	48,4
Temperatura ambiente (°C)	20

Temperatura da célula (°C)	12,7	14,9	19,4	22,1	26,0	30,3	31,7	30,9	26,9	21,6	15,7	12,8
----------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Gr	1000
Tr	298,16
VrT	0,0257
K	1,38E-23
q	1,6E-19
ε	1,12
Iccr (A)	9,27
Vocr (V)	38,38
Imaxr (A)	8,68
Vmaxr (V)	31,12

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
T (°K)	310,8444	313,0531	317,5352	320,2285	324,1965	328,4875	329,8875	329,045	325,0925	319,789167	313,899375	310,989375
VT	0,02681	0,027001	0,027387	0,02762	0,027962	0,028332	0,0284528	0,02838013	0,02803923	0,02758182	0,02707382	0,026822834
G	77,0	111,9	177,2	217,2	262,9	300,2	307,0	273,9	209,6	135,5	87,8	63,6

Imax (A)	0,66836	0,971292	1,538096	1,885296	2,281972	2,605736	2,66476	2,377452	1,819328	1,17614	0,762104	0,552048
----------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	---------	----------	----------	---------	----------	----------

Vmax (V)	30,69682	31,50545	32,3519	32,65895	32,84735	32,881491	32,851959	32,6852292	32,3356818	31,6057496	30,8547981	30,19947325
----------	----------	----------	---------	----------	----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	-------------

Pmáx (W)	20,51652	30,60099	49,76032	61,57178	74,95673	85,680485	87,542586	77,7075636	58,8292113	37,1727863	23,514565	16,67155881
----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	-----------	-------------

Energia (Wh)	14491,23	21614,09	35146,71	43489,38	52943,44	60517,84	61833,08	54886,4063	41552,2486	26255,8824	16608,8076	11775,45542
Energia (kWh)	14,49123	21,61409	35,14671	43,48938	52,94344	60,51784	61,83308	54,8864063	41,5522486	26,2558824	16,6088076	11,77545542

Potência média (W)	52,04
--------------------	-------

Energia anual do painel (kWh)	441,11
-------------------------------	--------

m	102,559
l0r	4,4E-06

Pmax	270
Area	1,64
m'	2,848862

rendimento ref	0,164634
(%)	16,46341

Anexo J. Características dos painéis fotovoltaicos

Características	Painéis selecionados					
Fabricante	Bp Solar	Bosch	Solarworld	Sunpower	Sunpower	Sunpower
Modelo	Bp 4 series	C-Si M60	Plus SW 270	E 20/327	E 20/333	X21/345
Tipo de células	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Potência Nominal (W)	185	270	270	327	333	345
Eficiência (%)	14,8	16,5	16,1	20,1	20,4	21,5
Vmpp (V)	36,2	31,12	30,9	54,7	54,7	57,3
Impp (A)	5,11	8,68	8,81	5,98	6,09	6,02
Voc (V)	44,7	38,38	39,2	64,9	65,3	68,2
Isc (A)	5,58	9,27	9,44	6,46	6,46	6,39
Nº de células	72	60	60	96	96	96
Área (m2)	1,25	1,64	1,68	1,63	1,63	1,63
Peso (Kg)	15,4	21	21,2	18,6	18,6	18,6
Preço do painel sem IVA(€)	300 €	243 €	283,50 €	531,12 €	557,25 €	587,79 €
Preço do painel com IVA (€)	369,00	298,89	348,71	653,28	685,42	722,98

Marca do painel	Preço (€)	Preço por (€/W)	Preço por (€/kW)
BP Solar 4185 - 185W	369	1,6216	1621,6
Bosch C-Si M 60 - 270W MONO	298,89	1,1070	1107,0
Solarworld - 270 mono	348,71	1,2915	1291,5
Sunpower SPR - 327NE-WHT - 327W	653,28	1,9978	1997,8
Sunpower SPR - 333NE-WHT - 333W	685,42	1,6734	1673,4
Sunpower SPR - 345NE-WHT - 345W	722,98	1,7037	1703,7

Anexo K. Características técnicas do painel *Bosch*

Bosch Solar Module c-Si M 50 | EU44117 | EU44123

Comprimento [x]	Largura [y]	Altura da moldura [z]	Peso	Tomada de ligação	Tipo de tomada de ligação	Cabo [t]	Superfície do vidro frontal
1660,0	990,0	50,0	21	IP65	MC4	-800 +1200	Estruturada com revestimento antirreflexo

X, y, l em mm, z2 em mm, z0,3, peso em kg ±0,5

Módulo solar cristallino	
Classes de potência	255 Wp, 260 Wp, 265 Wp, 270 Wp
Gradação de potência	-0,7 +4,99 Wp
Estrutura	Laminado de vidro-pellicula <ul style="list-style-type: none"> ► Moldura de alumínio anodizado ► Tomada de ligação (IP65) com 3 diodos de derivação ► Pellicula posterior resistente às intempéries (branca)
Células	60 células solares monocristalinas no formato de 156 mm x 156 mm
Carga mecânica admissível	5400 Pa de carga à superfície, 2400 Pa de carga do vento, segundo IEC 61215 (ensaio alarado)

Características eléctricas em STC¹:

De designação	Pmpp [Wp]	Vmpp [V]	Ippp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Resistência à corrente inversa Ir [A]
255	255	29,94	8,52	37,29	9,12	25
260	260	30,25	8,60	37,60	9,19	25
265	265	30,55	8,68	37,91	9,26	25
270	270	30,85	8,76	38,22	9,33	25

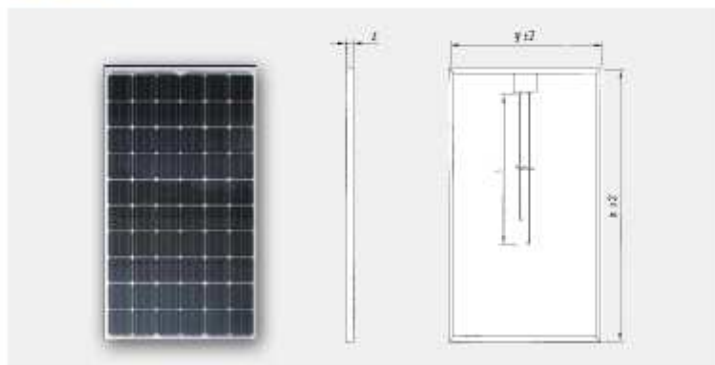
Redução da eficiência do módulo em caso de diminuição da intensidade de radiação de 1 000 W/m² para 200 W/m² (a 25 °C): -0,32 % (absoluta)

Características elétricas em NOCT¹:

Designação	Pmpp [W]	Vmpp [V]	Voc [V]	Isc [A]
255	185	27,52	30,06	7,35
260	189	27,79	30,31	7,40
265	193	28,07	30,56	7,46
270	196	28,35	30,81	7,52

NOCT: Normal Operation Cell Temperature 48,4 °C. Intensidade de radiação 800 W/m²; AM 1,5; temperatura 20 °C, velocidade do vento 1 m/s, tensão em circuito aberto

Dimensões²



¹ Os parâmetros elétricos refletem valores médios típicos obtidos com base em dados de produção históricos. Não garantimos que estes dados estejam corretos para futuras cargas de produção.

² Os desenhos não são apresentados à escala. Para obter medidas e tolerâncias normalizadas, ver acima.

Nota relativa à montagem:

- ▶ Consultar o manual de montagem e operação em: www.bosch-solarenergy.com.pt/produktos
- ▶ Possibilidade de montagem horizontal e vertical
- ▶ Tensão máxima do sistema até 1000 V
- ▶ Gama de temperaturas operacionais -40 bis 85 °C

Comportamento em condições de luminosidade fraca:

Intensidade [W/m ²]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]
800	0,0	-20
600	0,0	-40
400	-0,18	-60
200	-2,36	-80
100	-5,45	-80

Os dados elétricos são aplicáveis a 25 °C e AM 1.5.

Características térmicas:

Coefficiente de temperatura	TK [%/K]
Pmpp	-0,44
Uoc	-0,31
Isc	0,031



Qualidade

Certificado de pulverização salina e de resistência ao amoníaco



Características do Produto

Coeficiente de temperatura P_{max} -0,44%/K



Cadena de valor

Cristal - Lâmina - Célula - Módulo



Componentes

Vidro antirreflexo, Superfície do vidro frontal
 Estruturada, MC4, Bosch Solar Cell M 38B



Garanzia

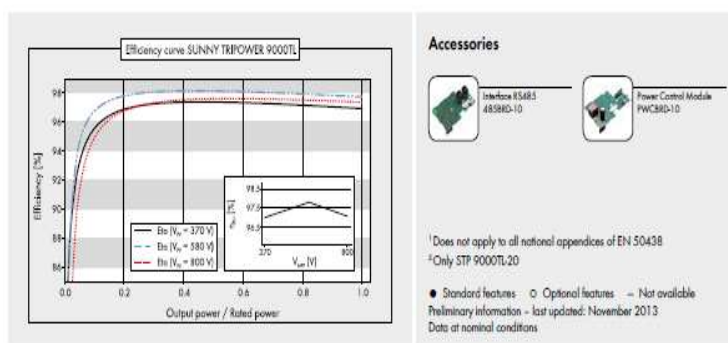
Garantia de 10 anos para o produto
Garantia de 25 anos para o rendimento
(90% até 10 anos, 80% até 25 anos)



Classes de potencia

255-270 W p

Anexo L. Inversor STP 8000TL



Technical data	Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos ϕ = 1)	7175 W	8200 W	9225 W	
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V	
MPP voltage range / rated input voltage	290 V ... 800 V / 580 V	330 V ... 800 V / 580 V	370 V ... 800 V / 580 V	
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
Max. input current input A / input B	15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
Max. input current per string input A / input B	15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2, B:2	2 / A:2, B:2	2 / A:2, B:2	
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	7000 W	8000 W	9000 W	
Max. apparent AC power	7000 VA	8000 VA	9000 VA	
AC nominal voltage	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V	
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
Max. output current	10.2 A	11.6 A	13.1 A	
Power factor at rated power	1	1	1	
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3	3 / 3	
Efficiency				
Max. efficiency / European Efficiency	98% / 97.5%	98% / 97.6%	98% / 97.6%	
Protective devices				
DC disconnect device	●	●	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●	● / ●	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -	
All-pole-sensitive residual current monitoring unit	●	●	●	
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III	I / III	
General data				
Dimensions (W/H/D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
Self-consumption (night)	1 W	1 W	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%	100%	
Features				
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	
Display	Graphic	Graphic	Graphic	
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
Multi-function relay / Power Control Module	● / ○	● / ○	● / ○	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (additional on request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 021 >6 kWp, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NBN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ³ , PPC, PPD5, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15712-1, VDEAR-N 4105, VDE0126-1-1			
Type designation	STP 7000TL20	STP 8000TL20	STP 9000TL20	

Anexo M. Inversor *Sunny Island*

[illegible]

Anexo N. Características técnicas das baterias *Hoppecke series OPzS Solar Power*

Type Overview

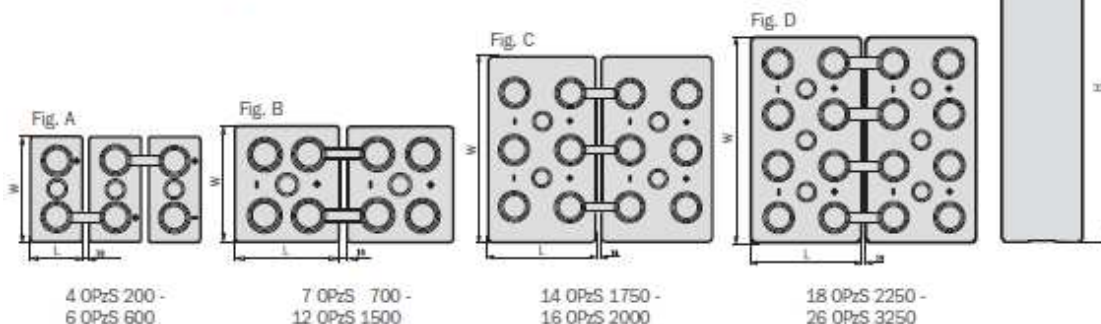
Capacities, dimensions and weights

Type	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₂₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	688	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

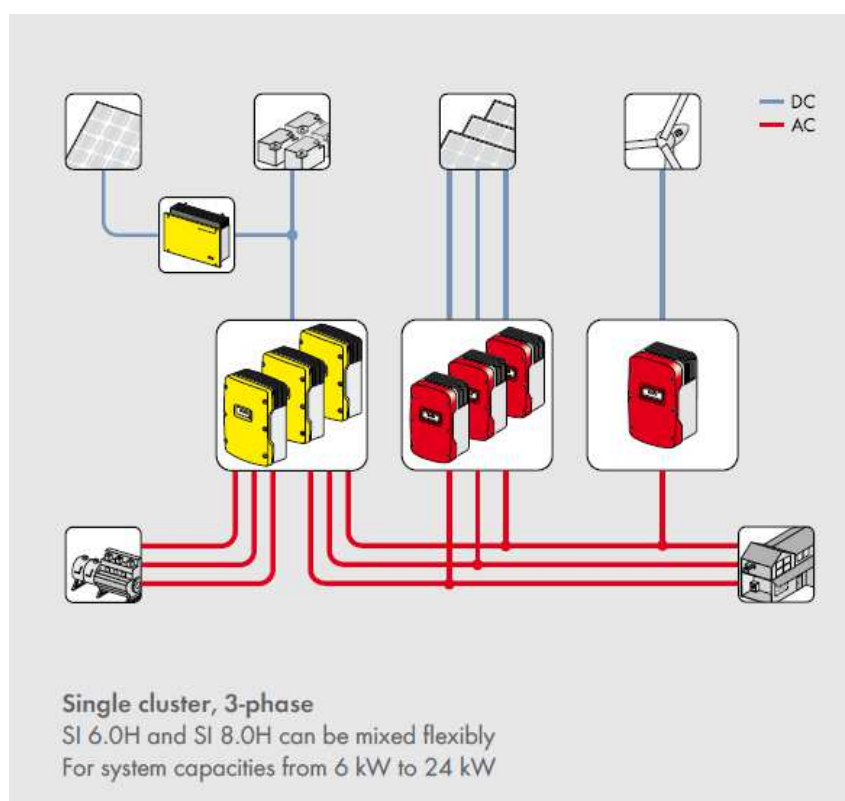
C₁₀, C₅, C₃ and C₁ = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



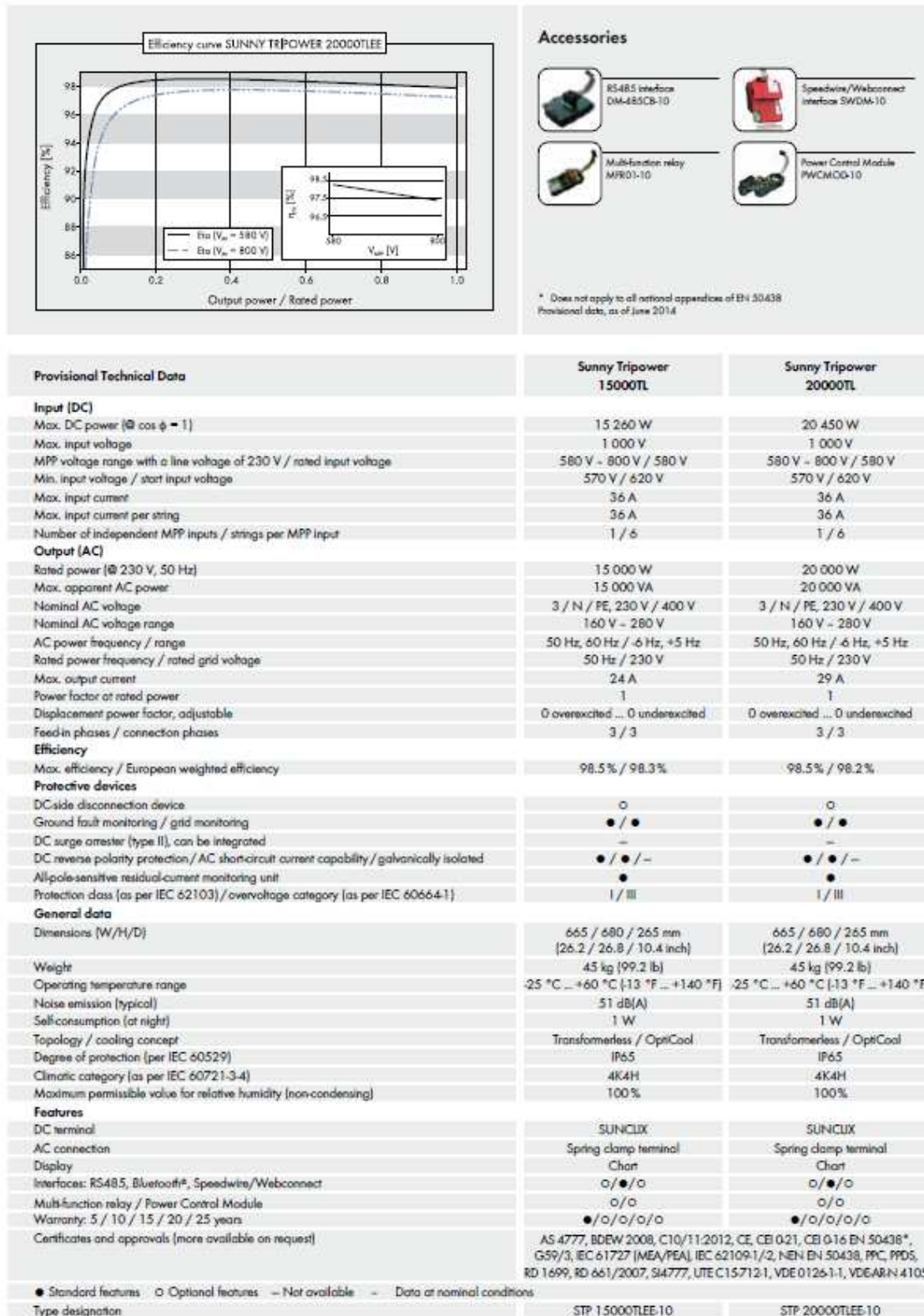
Design life: up to 20 years

Anexo O. Solução de sistema utilizando o *Sunny Island*



Esquema para conexão de um sistema autónomo utilizando o *Sunny Island*. As fontes de produção encontram-se todas ligadas ao barramento AC, incluindo o *Sunny Island* que permite o carregamento das baterias e a possibilidade de colocação de um grupo gerador.

Anexo P. Inversor STP 15000TL



Anexo Q. Análise económica (cenário 1.1)

Dados do projeto		Cenário 1.1			
Investimento (€) com IVA	41.107	Fotovoltaico	Armazenamento	Hmanager	Híbrido
Custo de operação e manutenção (€)	822	19.858	51.551	1.288	113.804
Produção de energia (kWh/ano)	11.971	199	515		1536
Tarifa de energia (€/kWh)		12.343			24.314
Anos de projeto	20	20	20	20	0,21
Taxa de actualização (%)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

TIR

VAL

PAYBACK

anos

-0,96%

-63,971

ANO	Prod. Eólica (kWh)	Prod. Foto (kWh)	Soma (kWh)	Tarifa	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida		VAL
0	0	0	0		0			0	-113.804
1	11971	12343	24314	0,21	5.106	1.536	3.570	3.337	3.337
2	11971	12257	24228	0,22	5.240	1.536	3.705	3.236	-110.467
3	11971	12171	24142	0,22	5.379	1.536	3.843	3.137	-107.232
4	11971	12086	24057	0,23	5.520	1.536	3.985	3.040	-104.095
5	11971	12001	23972	0,24	5.666	1.536	4.130	2.945	-101.055
6	11971	11917	23888	0,24	5.815	1.536	4.280	2.852	-98.110
7	11971	11834	23805	0,25	5.969	1.536	4.433	2.761	-95.258
8	11971	11751	23722	0,26	6.127	1.536	4.591	2.672	-92.497
9	11971	11668	23639	0,27	6.289	1.536	4.753	2.585	-89.825
10	11971	11587	23558	0,27	6.455	1.536	4.919	2.501	-87.240
11	11971	11506	23477	0,28	6.626	1.536	5.090	2.418	-84.739
12	11971	11425	23396	0,29	6.801	1.536	5.265	2.338	-82.321
13	11971	11345	23316	0,30	6.981	1.536	5.445	2.260	-79.983
14	11971	11266	23237	0,31	7.166	1.536	5.630	2.184	-77.724
15	11971	11187	23158	0,32	7.356	1.536	5.820	2.110	-75.540
16	11971	11109	23080	0,33	7.551	1.536	6.015	2.038	-73.431
17	11971	11031	23002	0,34	7.751	1.536	6.216	1.968	-71.393
18	11971	10954	22925	0,35	7.957	1.536	6.421	1.900	-69.425
19	11971	10877	22848	0,36	8.168	1.536	6.633	1.834	-67.526
20	11971	10801	22772	0,37	8.385	1.536	6.850	1.770	-65.692
								49.883	-63.921

Anexo R. Análise económica (cenário 1.2)

Cenário 1.2						
Dados do projeto						
Investimento (€) sem IVA	Eólica	Fotovoltaico	Armazenamento	Hmanager	Híbrido	
Custo de operação e manutenção (€)	31.652	15.291	39.695	992	87.630	
Produção de energia (kWh/ano)	633	153	397		1183	
Tarifa de energia (€/kWh)	11971	12343			24314	
Anos de projeto	20	20	20	20	0,21	
Taxa de actualização (%)	0	0	0	0	20	
					0	

Cenário 1.2						
TIR					1,93%	
VAL					21.021	
PAYBACK					17,0	anos

ANO	Prod. Eólica (kWh)	Prod. Foto (kWh)	Soma (kWh)	Tarifa	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida		VAL
0	0	0	0		0			0	-87.630
1	11971	12343	24314	0,21	5.106	1.183	3.923	3.923	-83.706
2	11971	12257	24228	0,22	5.240	1.183	4.058	4.058	-79.649
3	11971	12171	24142	0,22	5.379	1.183	4.196	4.196	-75.453
4	11971	12086	24057	0,23	5.520	1.183	4.337	4.337	-71.116
5	11971	12001	23972	0,24	5.666	1.183	4.483	4.483	-66.633
6	11971	11917	23888	0,24	5.815	1.183	4.633	4.633	-62.000
7	11971	11834	23805	0,25	5.969	1.183	4.786	4.786	-57.214
8	11971	11751	23722	0,26	6.127	1.183	4.944	4.944	-52.270
9	11971	11668	23639	0,27	6.289	1.183	5.106	5.106	-47.165
10	11971	11587	23558	0,27	6.455	1.183	5.272	5.272	-41.893
11	11971	11506	23477	0,28	6.626	1.183	5.443	5.443	-36.450
12	11971	11425	23396	0,29	6.801	1.183	5.618	5.618	-30.832
13	11971	11345	23316	0,30	6.981	1.183	5.798	5.798	-25.034
14	11971	11266	23237	0,31	7.166	1.183	5.983	5.983	-19.050
15	11971	11187	23158	0,32	7.356	1.183	6.173	6.173	-12.877
16	11971	11109	23080	0,33	7.551	1.183	6.368	6.368	-6.509
17	11971	11031	23002	0,34	7.751	1.183	6.568	6.568	59
18	11971	10954	22925	0,35	7.957	1.183	6.774	6.774	6.833
19	11971	10877	22848	0,36	8.168	1.183	6.985	6.985	13.819
20	11971	10801	22772	0,37	8.385	1.183	7.203	7.203	21.021

Anexo S. Análise económica (cenário 2.1)

Cenário 2.1						
Dados do projeto						
Investimento (€) com IVA	41.107	Fotovoltaico	Contador	Hmanager	Híbrido	
Custo de operação e manutenção (€)	822	198	0	1.288	1020	
Produção de energia (kWh/ano)	11971	12343			24314	
Tarifa de energia (€/kWh)					0,21	
Anos de projeto	20	20	20	20	20	
Taxa de actualização (%)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	

TIR		1,42%
VAL		-26.881
PAYBACK		anos

ANO	Prod. Eólica (kWh)	Prod. Foto (kWh)	Soma (kWh)	Tarifa	Venda à rede	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida		VAL
0	0	0	0			0			0	-62.831
1	11971	12343	24314	0,21	9910	3.510	1.020	2.490	2.327	-60.504
2	11971	12343	24314	0,22	9841	3.613	1.020	2.593	2.265	-58.239
3	11971	12343	24314	0,22	9772	3.719	1.020	2.699	2.203	-56.036
4	11971	12343	24314	0,23	9703	3.828	1.020	2.808	2.142	-53.894
5	11971	12343	24314	0,24	9635	3.942	1.020	2.921	2.083	-51.811
6	11971	12343	24314	0,24	9568	4.059	1.020	3.039	2.025	-49.786
7	11971	12343	24314	0,25	9501	4.180	1.020	3.160	1.968	-47.819
8	11971	12343	24314	0,26	9434	4.305	1.020	3.285	1.912	-45.907
9	11971	12343	24314	0,27	9368	4.435	1.020	3.415	1.857	-44.049
10	11971	12343	24314	0,27	9303	4.569	1.020	3.549	1.804	-42.245
11	11971	12343	24314	0,28	9238	4.708	1.020	3.687	1.752	-40.493
12	11971	12343	24314	0,29	9173	4.851	1.020	3.831	1.701	-38.793
13	11971	12343	24314	0,30	9109	4.999	1.020	3.979	1.651	-37.142
14	11971	12343	24314	0,31	9045	5.152	1.020	4.132	1.602	-35.539
15	11971	12343	24314	0,32	8982	5.310	1.020	4.290	1.555	-33.984
16	11971	12343	24314	0,33	8919	5.474	1.020	4.454	1.509	-32.476
17	11971	12343	24314	0,34	8856	5.643	1.020	4.623	1.463	-31.012
18	11971	12343	24314	0,35	8794	5.818	1.020	4.798	1.419	-29.593
19	11971	12343	24314	0,36	8733	5.998	1.020	4.978	1.377	-28.216
20	11971	12343	24314	0,37	8672	6.185	1.020	5.165	1.335	-26.881

Anexo T. Análise económica (cenário 2.2)

Cenário 2.2									
Dados do projeto									
Investimento (€) sem IVA	31.652	Eólica	Fotovoltaico	Contador	Hmanager	Híbrido			
Custo de operação e manutenção (€)	633		15.291	445,06	992	48.380			
Produção de energia (kWh/ano)	11971		153	0		786			
Tarifa de energia (€/kWh)			12343			24314			
Anos de projeto	20		20	20	20	0,21			
Taxa de actualização (%)	0		0	0	0	20			

ANO	Prod. Eólica (kWh)	Prod. Foto (kWh)	Soma (kWh)	Tarifa	Venda à rede	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida			VAL
0	0	0	0			0			0	0	-48.380
1	11971	12343	24314	0,21	9910	3.510	786	2.724	2.724	2.724	-45.655
2	11971	12343	24314	0,22	9841	3.613	786	2.827	2.827	5.551	-42.829
3	11971	12343	24314	0,22	9772	3.719	786	2.933	2.933	8.484	-39.896
4	11971	12343	24314	0,23	9703	3.828	786	3.042	3.042	11.526	-36.854
5	11971	12343	24314	0,24	9635	3.942	786	3.156	3.156	14.682	-33.698
6	11971	12343	24314	0,24	9568	4.059	786	3.273	3.273	17.955	-30.425
7	11971	12343	24314	0,25	9501	4.180	786	3.394	3.394	21.349	-27.031
8	11971	12343	24314	0,26	9434	4.305	786	3.519	3.519	24.868	-23.512
9	11971	12343	24314	0,27	9368	4.435	786	3.649	3.649	28.517	-19.863
10	11971	12343	24314	0,27	9303	4.569	786	3.783	3.783	32.300	-16.080
11	11971	12343	24314	0,28	9238	4.708	786	3.922	3.922	36.221	-12.159
12	11971	12343	24314	0,29	9173	4.851	786	4.065	4.065	40.286	-8.094
13	11971	12343	24314	0,30	9109	4.999	786	4.213	4.213	44.499	-3.881
14	11971	12343	24314	0,31	9045	5.152	786	4.366	4.366	48.865	485
15	11971	12343	24314	0,32	8982	5.310	786	4.524	4.524	53.390	5.010
16	11971	12343	24314	0,33	8919	5.474	786	4.688	4.688	58.077	9.698
17	11971	12343	24314	0,34	8856	5.643	786	4.857	4.857	62.934	14.555
18	11971	12343	24314	0,35	8794	5.818	786	5.032	5.032	67.966	19.586
19	11971	12343	24314	0,36	8733	5.998	786	5.212	5.212	73.179	24.799
20	11971	12343	24314	0,37	8672	6.185	786	5.399	5.399	78.578	30.198

TIR	4,53%
VAL	30.198
PAYBACK	13,9 anos

Anexo U. Análise económica (cenário 3.1)

Cenário 3.1					
Dados do projeto					
Investimento (€) com IVA	Fotovoltaico	Armazenamento	Hmanager	Sistema	
Custo de operação e manutenção (€)	29,156	51,551	1,288	81,995	
Produção de energia (kWh/ano)	292	515		807	
Tarifa de energia (€/kWh)	19748			19748	
Anos de projeto	20	20	20	20	
Taxa de actualização (%)	0,07	0,07	0,07	0,07	

TIR		0,58%
VAL		-38,322
PAYBACK		anos

ANO	Prod. Foto (kWh)	Tarifa	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida		VAL
0	0		0			0	-81.995
1	19748	0,21	4.147	807	3.341	3.122	-78.873
2	19610	0,22	4.242	807	3.435	6.122	-75.873
3	19472	0,22	4.338	807	3.532	9.005	-72.990
4	19336	0,23	4.437	807	3.631	11.775	-70.220
5	19201	0,24	4.538	807	3.732	14.436	-67.559
6	19066	0,24	4.642	807	3.835	16.991	-65.004
7	18933	0,25	4.747	807	3.941	19.445	-62.550
8	18800	0,26	4.856	807	4.049	21.802	-60.193
9	18669	0,27	4.966	807	4.160	24.065	-57.930
10	18538	0,27	5.079	807	4.273	26.237	-55.758
11	18408	0,28	5.195	807	4.389	28.322	-53.673
12	18280	0,29	5.314	807	4.507	30.323	-51.672
13	18152	0,30	5.435	807	4.628	32.243	-49.752
14	18025	0,31	5.559	807	4.752	34.086	-47.909
15	17898	0,32	5.685	807	4.879	35.855	-46.140
16	17773	0,33	5.815	807	5.008	37.551	-44.444
17	17649	0,34	5.947	807	5.141	39.179	-42.816
18	17525	0,35	6.083	807	5.276	40.740	-41.255
19	17402	0,36	6.222	807	5.415	42.237	-39.758
20	17281	0,37	6.363	807	5.557	43.673	-38.322

Anexo V. Análise económica (cenário 3.2)

Cenário 3.2				
Dados do projeto				
Investimento (€) sem IVA	Fotovoltaico	Armazenamento	Hmanager	Sistema
	22.451	39.695	992	63.137
Custo de operação e manutenção (€)	225	397		621
Produção de energia (kWh/ano)	19748			19748
Tarifa de energia (€/kWh)				0,21
Anos de projeto	20	20	20	20
Taxa de actualização (%)	0	0	0	0
TIR 3,47%				
VAL 28.044				
PAYBACK 14,9 anos				

ANO	Prod. Foto (kWh)	Tarifa	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida		VAL
0	0		0			0	-63.137
1	19748	0,21	4.147	621	3.526	3.526	-59.612
2	19610	0,22	4.242	621	3.620	3.620	-55.991
3	19472	0,22	4.338	621	3.717	3.717	-52.275
4	19336	0,23	4.437	621	3.816	3.816	-48.459
5	19201	0,24	4.538	621	3.917	3.917	-44.542
6	19066	0,24	4.642	621	4.020	4.020	-40.522
7	18933	0,25	4.747	621	4.126	4.126	-36.396
8	18800	0,26	4.856	621	4.234	4.234	-32.162
9	18669	0,27	4.966	621	4.345	4.345	-27.817
10	18538	0,27	5.079	621	4.458	4.458	-23.359
11	18408	0,28	5.195	621	4.574	4.574	-18.785
12	18280	0,29	5.314	621	4.692	4.692	-14.093
13	18152	0,30	5.435	621	4.813	4.813	-9.280
14	18025	0,31	5.559	621	4.937	4.937	-4.342
15	17898	0,32	5.685	621	5.064	5.064	721
16	17773	0,33	5.815	621	5.193	5.193	5.915
17	17649	0,34	5.947	621	5.326	5.326	11.241
18	17525	0,35	6.083	621	5.461	5.461	16.702
19	17402	0,36	6.222	621	5.600	5.600	22.302
20	17281	0,37	6.363	621	5.742	5.742	28.044

Anexo W. Análise económica (cenário 4.1)

Cenário 4.1					
Dados do projeto					
Investimento (€) com IVA	Fotovoltaico	Contador	Hmanager	Sistema	
	29.156	578	1.288	31.022	
Custo de operação e manutenção (€)	292	0		292	
Produção de energia (kWh/ano)	19.748			19.748	
Tarifa de energia (€/kWh)				0,21	
Anos de projeto	20	20	20	20	
Taxa de actualização (%)	0,07	0,07	0,07	0,07	

TIR		9,10%
VAL		5.937
PAYBACK		15,7 anos

ANO	Prod. Foto (kWh)	Tarifa	Venda à rede	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida			VAL
0	0			0			0	0	-31.022
1	19748	0,21	7086	3.006	292	2.715	2.537	2.537	-28.485
2	19748	0,22	7036	3.094	292	2.803	2.448	4.985	-26.037
3	19748	0,22	6987	3.185	292	2.894	2.362	7.347	-23.675
4	19748	0,23	6938	3.279	292	2.988	2.279	9.627	-21.395
5	19748	0,24	6890	3.377	292	3.085	2.200	11.826	-19.196
6	19748	0,24	6841	3.477	292	3.186	2.123	13.949	-17.073
7	19748	0,25	6794	3.581	292	3.290	2.049	15.998	-15.024
8	19748	0,26	6746	3.689	292	3.397	1.977	17.975	-13.047
9	19748	0,27	6699	3.800	292	3.508	1.908	19.883	-11.139
10	19748	0,27	6652	3.914	292	3.623	1.842	21.725	-9.297
11	19748	0,28	6605	4.033	292	3.741	1.777	23.502	-7.520
12	19748	0,29	6559	4.155	292	3.864	1.716	25.218	-5.804
13	19748	0,30	6513	4.282	292	3.990	1.656	26.874	-4.148
14	19748	0,31	6468	4.412	292	4.121	1.598	28.472	-2.550
15	19748	0,32	6422	4.548	292	4.256	1.543	30.014	-1.008
16	19748	0,33	6377	4.687	292	4.395	1.489	31.503	481
17	19748	0,34	6333	4.831	292	4.540	1.437	32.940	1.918
18	19748	0,35	6288	4.980	292	4.688	1.387	34.327	3.305
19	19748	0,36	6244	5.134	292	4.842	1.339	35.666	4.644
20	19748	0,37	6201	5.292	292	5.001	1.292	36.959	5.937

Anexo X. Análise económica (cenário 4.2)

Dados do projeto						Cenário 4.2					
Investimento (€) sem IVA	22.451	Contador	445	Hmanager	992	Sistema					
Custo de operação e manutenção (€)	225		0								
Produção de energia (kWh/ano)	19.748										
Tarifa de energia (€/kWh)											
Anos de projeto	20		20		20						
Taxa de actualização (%)	0		0		0						

ANO	Prod. Foto (kWh)	Tarifa	Venda à rede	Receita bruta	Custos O&M	Receita líquida			VAL
0	0			0			0	0	-23.888
1	19748	0,21	7086	3.006	225	2.782	2.782	2.782	-21.106
2	19748	0,22	7036	3.094	225	2.870	2.870	5.652	-18.236
3	19748	0,22	6987	3.185	225	2.961	2.961	8.612	-15.275
4	19748	0,23	6938	3.279	225	3.055	3.055	11.667	-12.220
5	19748	0,24	6890	3.377	225	3.152	3.152	14.820	-9.068
6	19748	0,24	6841	3.477	225	3.253	3.253	18.072	-5.815
7	19748	0,25	6794	3.581	225	3.357	3.357	21.429	-2.459
8	19748	0,26	6746	3.689	225	3.464	3.464	24.893	1.006
9	19748	0,27	6699	3.800	225	3.575	3.575	28.468	4.581
10	19748	0,27	6652	3.914	225	3.690	3.690	32.158	8.271
11	19748	0,28	6605	4.033	225	3.808	3.808	35.966	12.079
12	19748	0,29	6559	4.155	225	3.931	3.931	39.897	16.010
13	19748	0,30	6513	4.282	225	4.057	4.057	43.954	20.067
14	19748	0,31	6468	4.412	225	4.188	4.188	48.142	24.255
15	19748	0,32	6422	4.548	225	4.323	4.323	52.465	28.578
16	19748	0,33	6377	4.687	225	4.463	4.463	56.928	33.040
17	19748	0,34	6333	4.831	225	4.607	4.607	61.535	37.647
18	19748	0,35	6288	4.980	225	4.755	4.755	66.290	42.402
19	19748	0,36	6244	5.134	225	4.909	4.909	71.199	47.312
20	19748	0,37	6201	5.292	225	5.068	5.068	76.267	52.380

TIR		12,91%
VAL		52.380
PAYBACK		7,7 anos